LES BONNES ET LES MAUVAISES PRATIQUES

F. MARTINEZ-MORENO

N. TYUTYUNDZHIEV

MANUEL AFIN D'AUGMENTER LA QUALITÉ ET DE RÉDUIRE LES COÛTS DES INSTALLATIONS PV

PV CROPS

PhotoVoltaic Cost r€duction, Reliability, Operational performance, Prediction and Simulation

SEVENTH FRAMEWORK PROGRAMME

La création de ce manuel a été possible grâce au projet PVCROPS ("PhotoVoltaic Cost reduction, Reliability, Operational performance, Prediction and Simulation"), cofinancé par la Commission Européenne dans le cadre du septième programme cadre (Accord de subvention no: 308468). Le projet a été proposé par l'Institut d'Énergie Solaire (IES-UPM, Universidad Politécnica de Madrid, Spain) et a rassemblé un consortium de 12 partenaires:

- Universidad Politécnica de Madrid, IES-UPM (Espagne, Université).
- SunSwitch (Belgique, Petite et moyenne entreprise).
- Central Laboratory of Solar Energy and New Energy Sources, CLSENES (Bulgarie, Université).
- Acciona Energía (Espagne, Industrie).
- Association pour la Promotion des Energies Renouvelables, APERe (Belgique, Petite et moyenne entreprise).
- Ingeteam (Espagne, Industrie).
- Universidade de Évora, UEVORA (Portugal, Université).
- Universidad Pública de Navarra, UPNA (Espagne, Université).
- Dublin Institute of Technology, DIT (Irlande, Université).
- Office National de l' Electricité ONE (Maroc, Industrie).
- Rtone (France, Petite et moyenne entreprise).
- Renewable Energy Dynamics Technology, REDT (Irlande, Petite et moyenne entreprise).

Ce manuel est disponible gratuitement. Il est seulement demandé de le citer en référence s'il est utilisé pour un travail ou une publication.

Toute l'équipe du projet PVCROPS souhaite remercier sincèrement toutes les personnes, entreprises et industries qui ont généreusement collaboré en envoyant les images qui sont insérées dans ce manuel. Le projet PVCROPS n'assume pas la responsabilité de l'origine des images présentées. Toutes les images nous ont été aimablement envoyées pour créer ce manuel, afin de montrer les bonnes pratiques pour l'amélioration des installations PV au niveau mondial. Pour de nouvelles contributions à l'amélioration du manuel (versions futures), merci de vous assurer que les images peuvent être librement publiées.

Commentaires:
IES-UPM, SunSwitch, CLSENES, Acciona Energía, APERe, Ingeteam

Révision de la version en Français:
SunSwitch

Pour plus d'information, merci de visiter:
www.pvcrops.eu

©PVCROPS

Novembre 2013

Table de matières

1. INTRODUCTION. 1

2. ORGANISATION DU MANUEL. 5

3. LES BONNES ET LES MAUVAISES PRATIQUES. 9

3.1. Travaux de génie civil. 11

- Etude de faisabilité et planification initiale. 13
- Organisation générale. 15
- Drainage et protection contre l´eau. 17
- Câbles. 22
- Chambres de visites. 26
- Pose sur toitures. 28

3.2. Les structures portantes. 31

- Mise à la terre des structures. 33
- Fixation des modules photovoltaïques. 35
- Rigidité de la structure portante. 39
- Assemblage des éléments de structure 40
- Compatibilité entres les matériaux. 42
- Résistance aux conditions climatiques extérieures. 43
- Protection contre la végétation. 50
- Sécurité du personnel. 51

3.3. Les coffrets électriques. 53

- Etiquetage des composants électriques. 55
- Imperméabilisation des coffrets électriques. 56
- Qualité des connexions. 60
- Contrôle de la température dans les coffrets. 61
- Fusibles et porte-fusibles. 62
- Câbles et raccordements. 65

3.4. Les panneaux photovoltaïques. 69

- Qualité et intégrité des modules. 71
- Suiveurs solaires et orientation. 76
- Position des modules et ombrage. 78
- Poussière, sable et salissure. 81
- Protection contre les oiseaux. 85
- Mise à la terre des cadres. 86
- Connexion des câbles. 87
- Protection contre les effets indirects de la foudre dans les câbles DC. 92

3.5. Les Onduleurs. 93

- Placement. 95
- Refroidissement. 97
- Poussière, sable et salissure. 100
- Les borniers. 101
- Extinction et allumage d'une installation PV. 104

3.6. Surveillance des installations. 105

- Capteurs d'irradiance. 107
- Capteurs d'irradiance et de température de cellule. 109
- Capteurs de température de cellule. 117
- Mesure du vent - anémomètre. 118
- Station météo. 120
- Système de surveillance centralisé. 121

3.7. Divers. 123

- Impact environnemental. 125

4. LIENS UTILES. 127

1. Introduction.

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) connectée au réseau est une technologie qui, de nos jours, joue un rôle important dans la production et l'approvisionnement en électricité de nombreux pays. Sur une période de seulement 10 ans, environ 100 GW de puissance photovoltaïque ont été développés et installés, avec près de 80 GW de ce total au cours des 3 dernières années. Cela représente une croissance annuelle de près de 40%. Suite à cela, les installations photovoltaïques représentent, en terme de capacité, la troisième source d'énergie renouvelable la plus importante après l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Certains pays européens répondent d'ailleurs à plus de 5% de leur demande annuelle en électricité grâce à l'énergie photovoltaïque (l'Allemagne et l'Italie)[1].

Cette croissance exponentielle a été fort marquée en Europe, où près de 70% de l'énergie mondiale photovoltaïque raccordée au réseau est située. Les pays européens ont favorisé l'utilisation des énergies renouvelables pour répondre aux exigences de l'Union Européenne afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre générés lors de la production d'énergie et ce, afin d'atténuer les changements climatiques qui y sont liés. Ces exigences de limitation des émissions, combinées aux aides associées au développement de «l'énergie verte», ont favorisé cette évolution rapide, tout en l'accompagnant d'une diminution progressive des coûts des systèmes PV eux-mêmes. Par conséquent, dans le sud de l'Europe, l'énergie solaire photovoltaïque peut rivaliser en termes de coûts avec les sources d'énergie traditionnelles (gaz, charbon, pétrole, nucléaire, etc), même sans subvention supplémentaire.

Le secteur photovoltaïque mûrit et se propage rapidement dans le reste du monde. La preuve en est que l'année dernière (2012) a été la première année où la puissance photovoltaïque installée dans le reste du monde était du même ordre que celle au niveau européen. Afin de poursuivre cette croissance, et pour rendre l'énergie solaire PV de plus en plus concurrentielle, il est nécessaire d'examiner les meilleures pratiques pour les installations photovoltaïques. Cela demande d'éviter les erreurs qui se sont produites dans les installations antérieures. Ainsi, en évitant a priori les erreurs connues, les nouvelles installations photovoltaïques seront plus fiables, efficaces et rentables, et pourront permettre de récupérer l'investissement initial dans des délais plus courts.

En substance, l'objectif de ce manuel est de montrer les bonnes et mauvaises pratiques qui ont été détectées dans les installations photovoltaïques existantes. Cela constitue une référence utile lorsqu'une nouvelle installation est conçue et mise en service. Les bonnes pratiques seront des exemples de la manière de mettre en œuvre ces projets afin que chaque appareil fonctionne correctement et pour éviter toute dégradation prématurée. Les mauvaises pratiques seront des exemples des erreurs qui ont déjà été commises et qui devraient être évitées.

Le fait que ce manuel montre les mauvaises pratiques ne doit pas être interprété comme indiquant qu'elles sont fréquentes dans les installations existantes. Au contraire, les installations photovoltaïques sont généralement bien construites et fonctionnent efficacement, les bonnes pratiques prédominant. Ce manuel tente de montrer les erreurs qui ont été observées et qui peuvent entraîner une réduction de la durée de vie de l'installation ou de la production d'énergie qui en résulte. Par conséquent, de telles pratiques conduisent à une diminution de la performance globale si elles ne sont pas résolues.

Nous pouvons distinguer deux types de systèmes de production d'énergie solaire PV connectés au réseau: les centrales photovoltaïques au sol et les systèmes PV intégrés aux bâtiments (BIPV).

Les centrales photovoltaïques au sol sont caractérisées par une grande surface d'installation, par une puissance de l'ordre de quelques centaines de kilowatts à des dizaines (voire des centaines) de mégawatts et par des modules qui sont soigneusement orientés au soleil (orientés vers le sud dans l'hémisphère nord, orientés vers le nord dans l'hémisphère sud) afin de maximiser la production d'énergie.

L'optique BIPV profite de l'espace disponible sur les bâtiments, principalement sur les toits des maisons et des bâtiments industriels, pour installer des systèmes photovoltaïques de l'ordre de quelques kilowatts à plusieurs dizaines ou centaines de kilowatts. Ces systèmes peuvent être ajoutés après la construction du bâtiment, bien qu'il soit de plus en plus habituel qu'ils soient intégrés dès le début des phases de conception et de construction. Comme ils sont intégrés à une maison ou un bâtiment, leur orientation est limitée par les

[1] Global market outlook for photovoltaics 2013-2017. May 2013. European Photovoltaic Industry Association (disponible via www.epia.org/news/publications/)

caractéristiques de la construction, de sorte que l'orientation et l'inclinaison peuvent ne pas toujours être optimales. C'est particulièrement le cas lorsque les installations PV sont ajoutées après la construction du bâtiment.

Les exemples présentés dans ce manuel sont liés à la fois aux centrales PV au sol et aux systèmes PV intégrés aux bâtiments. La plupart des situations et des exemples présentés ici proviennent de centrales photovoltaïques, mais il y a des bonnes et mauvaises pratiques similaires pour les deux types d'installations. Les situations qui sont spécifiquement liées aux systèmes PV intégrés aux bâtiments seront mises en évidence dans le descriptif de la situation.

Nous devons souligner que toutes les mesures recommandées ici seront inefficaces si, après qu'une installation PV ait été construite, celle-ci n'est pas entretenue correctement. Suivre les recommandations présentées ici ne garantit donc pas systématiquement un bon fonctionnement d'une installation PV. Les installations photovoltaïques doivent également respecter les réglementations nationales concernant les raccordements électriques. Elles devraient toujours inclure une maintenance préventive et une maintenance corrective pour détecter et résoudre rapidement les défauts et les problèmes qui peuvent apparaître pendant leur fonctionnement journalier. Il est conseillé d'installer un système de surveillance (monitoring), suivi par un personnel qualifié, qui fournit des alertes en cas d'anomalie ou d'erreur dans le fonctionnement. Une inspection régulière de l'état du câblage, des connexions, des modules, des onduleurs, etc. est essentielle. C'est uniquement de cette manière que l'installation fonctionnera correctement et ce, durant toute sa durée de vie escomptée, qu'elle parviendra à un haut niveau d'efficacité grâce à une production élevée d'énergie et, par conséquent, qu'elle représentera un faible coût pour l'énergie solaire photovoltaïque produite.

2. Organisation du manuel.

2. Organisation du manuel.

Le chapitre 3 de ce manuel présente les bonnes et mauvaises pratiques qui ont été détectées dans les installations photovoltaïques existantes. Il est divisé en 7 parties, chacune traitant d'aspects distincts des installations photovoltaïques raccordées au réseau, et donc des centrales PV et des installations BIPV. Ces sections décrivent à la fois les bonnes pratiques typiques en termes d'installations photovoltaïques et certaines des erreurs qui peuvent se produire. Les choses sont présentées sous forme de descriptions visuelles, c'est à dire sous forme de photos et de schémas, accompagnés d'un petit texte qui décrit les bonnes et mauvaises pratiques selon les cas.

Toutes les photographies proviennent de véritables installations, réalisées dans divers pays d'Europe et représentent les étapes classiques qui sont suivies pour la construction d'installations photovoltaïques. Éviter les mauvaises pratiques et appliquer les bons exemples contribueront à s'assurer que les installations photovoltaïques finales ne subiront pas de dégradation prématurée, ni de défaillances récurrentes qui diminueraient la production d'énergie et, par conséquent, leur rentabilité.

Comme indiqué ci-dessus, chacune des 7 parties est liée à l'un des principaux composants ou sous-composants d'un système PV et est identifiée par une lettre qui indique l'aspect auquel elle fait référence:

- "C" (Civil works), pour les travaux de génie civil;
- "S" (Structure), pour la structure portante;
- "W" (Wiring), pour les coffrets électriques et le câblage;
- "G" (Generators), pour les panneaux photovoltaïques ou le champ PV;
- "I" (Inverters), pour les onduleurs;
- "M" (Monitoring), pour la surveillance des installations;
- "O" (Others), pour les autres aspects non traités dans les autres catégories.

Afin de mettre en évidence rapidement et clairement la pertinence de la situation présentée, les symboles suivants sont associés à chacune des images:

Pour les bonnes pratiques

Pour les mauvaises pratiques

Occasionnellement, un autre symbole est utilisé avec les images présentant une situation qui ne serait pas forcément classée comme bonne ou mauvaise pratique, mais où il pourrait être possible d'apporter certaines améliorations:

Situations ni bonnes ni mauvaises
Situations qui pourraient être améliorées

3. Les Bonnes et les Mauvaises Pratiques.

3.1. Travaux de génie civil.

Etude de faisabilité et planification initiale

Des tests doivent être réalisés afin d'adapter les fondations aux propriétés du sol.

Il est fondamental qu'une étude approfondie du terrain sur lequel l'installation photovoltaïque sera installée soit réalisée. Les objectifs d'une telle étude sont de déterminer les propriétés géotechniques du site avant de choisir les fondations qui doivent être utilisées, ce choix étant fait sur base de la connaissance des contraintes mécaniques et de la qualité des sols. Les fondations doivent tenir compte des effets du poids et du vent (tels que définis par les normes Eurocodes appropriées). Cette étude éliminerait également le risque d'entamer des travaux inutiles.

Chaque type de fondation (semelle, pieux, micropieux, etc.) est adapté aux données spécifiques du terrain. Les fondations peu profondes, comme les semelles béton, pourraient être adaptées à des terres compactes et sableuses (roches, agrégats, …), tandis que des fondations plus profondes, telles que les pieux ou micropieux, pourraient convenir aux terres non compactées, qui pourraient être sujettes à des influences dues aux variations climatiques saisonnières (par exemple: les argiles expansives, les zones proches de la nappe phréatique, …). Les Images 1 à 3 illustrent certaines situations dans lesquelles cette étude préliminaire a été réalisée.

Image 1.

Image 2.

Image 3.

Etude de faisabilité et planification initiale

Les obstacles doivent être identifiés lors de la phase de planification initiale.

Une première étude des positions relatives des suiveurs solaires (trackers), des bâtiments, clôtures, murs, etc. doit également être effectuée et ce, afin d'éviter des modifications ultérieures de ces éléments, ce qui accroîtrait irrémédiablement le coût final des travaux de génie civil.

Les photos ci-dessous montrent les conséquences d'une mauvaise planification initiale. Pour les Images 4, 5 et 6, l'ombre des caméras de surveillance, de poteaux ou d'un mur est projetée sur le module. D'autre part, les Images 7 et 8 montrent un suiveur solaire qui est tenu de maintenir sa position horizontale et un suiveur qui ne peut pas couvrir la totalité de la course solaire en raison de la proximité d'un bâtiment ou d'un mur.

Image 4.

Image 5.

Image 6.

Image 7.

Image 8.

Organisation générale

Le champ photovoltaïque doit être entouré d'une clôture ou d'un mur.

Cet aspect de l'installation a deux objectifs: protéger l'installation contre le vol et, plus important encore, servir de barrière de protection contre les accidents électriques en maintenant une distance suffisante entre les personnes non habilitées (externes à l'installation) et le matériel électrique en fonctionnement. Un mauvais placement de cette clôture ou toute faille la rendrait inutile.

L'Image 9 montre un bon placement d'une clôture qui permet certes à certains petits animaux sauvages d'entrer dans l'installation photovoltaïque, mais pas aux personnes (voir aussi Image 227 – pratique O2 – page 126). Par contre, les autres images montrent différents défauts dans la clôture. Sur l'Image 10, la base de la barrière a une hauteur appropriée sur le côté droit, mais trop grande sur le côté gauche, ce qui permettrait à une personne d'entrer sur le site. Une situation similaire est illustrée à l'Image 11, mais pour le côté supérieur de la barrière. Enfin, l'Image 12 montre un trou dans une clôture, indiquant qu'elle ne réalise pas sa fonction.

Image 9.

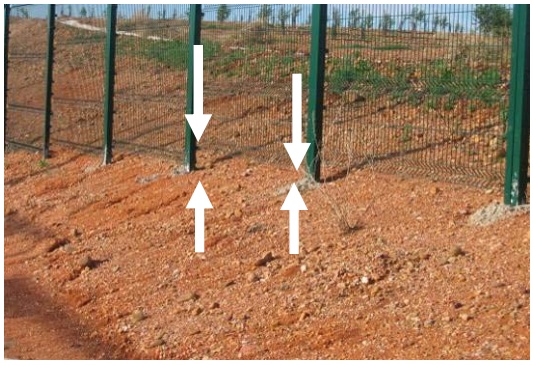

Image 10.

Image 11.

Image 12.

Organisation générale

Un plan ou une carte de l'installation est nécessaire pour localiser chaque élément du champ solaire.

Si un système d'identification par étiquetage est apposé aux suiveurs solaires (Image 14), aux structures (Image 15), aux allées (Image 16) et aux bâtiments, ils seront d'autant plus faciles à localiser.

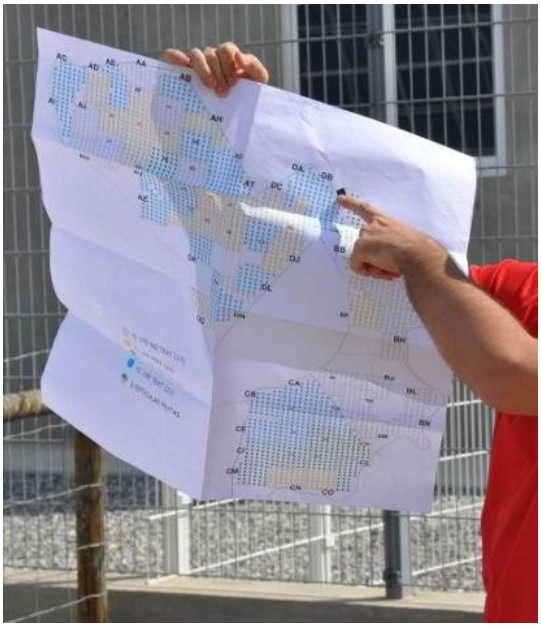

Image 13.

Image 14.

Image 15.

Image 16.

Drainage et protection contre l'eau

Les fondations et les systèmes de drainage doivent être conçus en fonction des écoulements d'eau potentiels.

L'eau est susceptible de causer de l'érosion et des glissements de terrain qui peuvent localement laisser des fondations en béton sans appui correct sur le sol (comme le montrent les Images 17 et 18) ou même engendrer une fissuration (Image 19). Cette déformation de la fondation en béton peut aller jusqu'à provoquer des mouvements dans les structures, comme le montre l'Image 20, ce qui peut aboutir à une dégradation des modules PV.

Image 17.

Image 18.

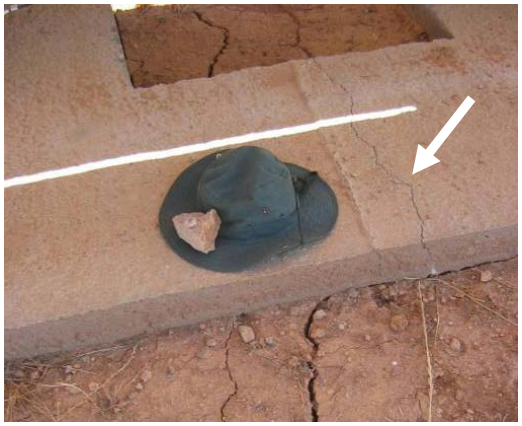

Image 19.

Image 20.

Drainage et protection contre l'eau

Les systèmes de drainage doivent pouvoir faire face aux conditions de pluie extrêmes et doivent toujours être bien entretenus.

L'absence de système de drainage correct peut transformer des fondations, des chemins et des bâtiments en barrages, ce qui peut entrainer des inondations comme le montrent les Images 21 et 22.

Image 21.

Image 22.

Les canaux de drainage doivent être dégagés pour permettre à l'eau de s'écouler facilement (Image 23). Dans le cas contraire, l'accumulation de végétation, de pierres, de sable, etc. pourrait empêcher le bon drainage et provoquer des débordements, voire des inondations (Image 24).

Image 23.

Image 24.

Drainage et protection contre l'eau

Les bâtiments de service doivent disposer d'une bonne étanchéité.

Les bâtiments de service qui abritent onduleurs, transformateurs, systèmes de surveillance et autres équipements doivent disposer d'une bonne étanchéité afin d'éviter des défauts électriques et des dommages matériels. Les bâtiments doivent être étanches afin d'en maintenir l'intégrité et ce, en faisant en sorte que toutes les possibilités d'infiltration d'eau soient scellées, comme cela a été réalisé à l'Image 25 où l'eau ne peut pas pénétrer dans le bâtiment parce que le conduit a été scellé en laissant les câbles propres et secs. En revanche, les Images 26 et 27 montrent les conséquences de l'eau qui a pénétré dans le bâtiment, soit par le toit à cause d'une fuite, soit à travers le sol ou une fondation. L'Image 28 met en évidence des preuves d'inondation puisque les câbles sont couverts de boue laissée quand l'eau s'est retirée. Là aussi, les entrées du bâtiment n'étaient pas scellées et l'eau pouvait pénétrer par les tuyaux. Ceci est évité dans le cas de l'installation représentée à l'Image 25.

Image 25.

Image 26.

Image 27.

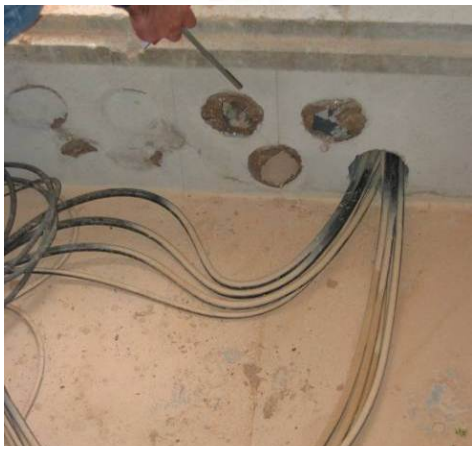

Image 28.

Drainage et protection contre l'eau

Les points d'entrée des câbles dans les bâtiments doivent être étanches.

Pour les installations réalisées sur un bâtiment, les points d'entrée des câbles vers l'intérieur doivent être étanches, au risque que l'eau puisse pénétrer dans le bâtiment. Les points d'entrée des tubes ou tuyaux doivent être bien bouchés, contrairement à ce qui a été réalisé à l'Image 29. En complément du bouchage du point de percement, d'autres techniques peuvent être utilisées. On peut par exemple profiter du principe de la goutte d'eau, principe appliqué aux points d'entrée sur un mur vertical, en donnant une courbure aux câbles situés sous le point de percement (Image 30). On peut également utiliser des manchons incurvés comme points d'entrée dans le cas des toits plats.

Image 29.

Image 30.

Drainage et protection contre l'eau

Les portes des bâtiments de service doivent être étanches et protégées contre l'encrassement.

Ces portes doivent protéger les appareils et équipements situés à l'intérieur du bâtiment. Elles doivent donc elles-mêmes résister à la corrosion. Elles doivent idéalement pouvoir être bloquées lorsqu'elles sont en position ouverte pour éviter les dommages dus aux rafales de vent. Dans le cas contraire, les portes peuvent se dégrader prématurément, les empêchant de réaliser leur fonction normalement.

L'Image 31 montre des charnières de porte qui sont oxydées et/ou pliées. Pour cette dernière, il s'agit bien de la preuve d'un dommage dû à une rafale de vent, suite au fait que ces portes n'ont pas de système de blocage. D'autres dommages pourraient rapidement apparaître si la situation devait se répéter.

A l'opposé, la porte de l'Image 32 possède un système de blocage approprié et est parfaitement protégée contre l'oxydation.

Image 31.

Image 32.

Câbles

Les chemins de câbles doivent être protégés pendant la phase de construction.

Les photos suivantes montrent le cas d'une installation photovoltaïque dans laquelle les câbles sont situés dans des chemins de câbles surélevés par rapport au terrain (Image 33). Dans le cas des Images 34 et 35, ces chemins de câbles sont proches des canaux de drainage et, lors de la construction de ces canaux, on a par inadvertance permis au béton de déborder et d'y accéder. Le béton a donc également atteint les câbles situés dans ces chemins de câbles. Ceci pourrait réduire la qualité de l'isolation des câbles car une réaction chimique entre le ciment et la gaine serait susceptible de se produire. Les câbles seraient également plus sensibles aux variations des conditions atmosphériques (températures basses ou élevées, pluie, gel, etc.), même si ces câbles ont été à la base conçus pour un usage externe.

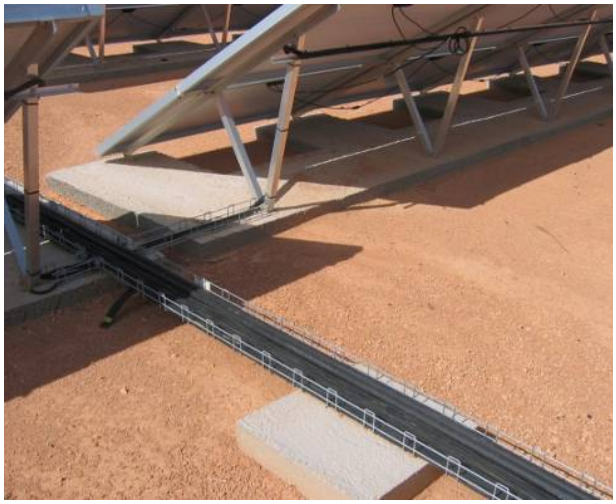

Image 33.

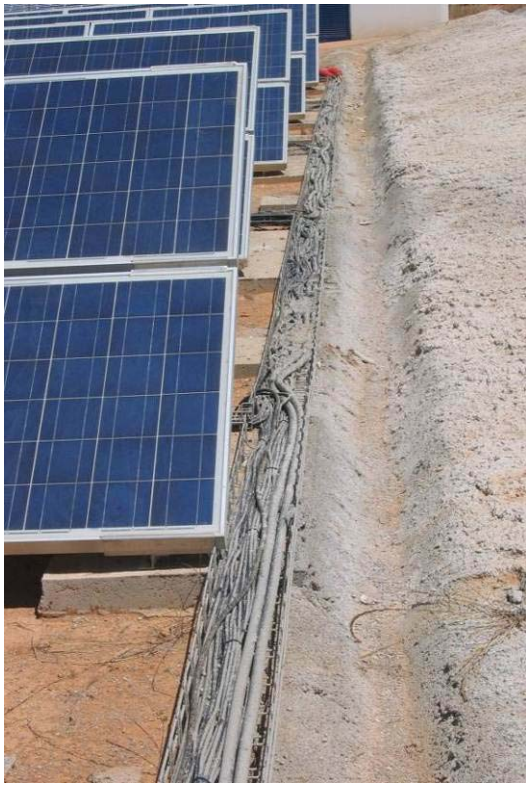

Image 34.

Image 35.

Câbles

Les câbles doivent être placés dans des chemins de câble.

L'Image 36 montre des câbles électriques sortant de manière totalement désordonnée des boîtes de connexions des onduleurs. Cette situation engendre un risque de chute du personnel se déplaçant sur le site. Afin de pouvoir bien situer ces câbles et ainsi d'éviter tous risques de chute, des chemins de câbles comme ceux visibles sur l'Image 33 (Pratique C10 – page 22) doivent être utilisés.

Image 36.

Câbles

Les câbles enterrés doivent être protégés par des gaines ou des conduits rigides.

Les câbles enterrés bénéficient d'une protection supplémentaire contre les dommages mécaniques. Toutefois, les câbles ne doivent pas être placés directement dans les tranchées, car ils peuvent être endommagés au moment où ces tranchées sont remblayées. Parallèlement à cela, certaines gaines d'isolation de câbles sont fabriquées à partir de matières organiques (par exemple, huile végétale) qui pourraient attirer des rongeurs, ces derniers pouvant les endommager. En outre, ces conduits ou gaines permettent un remplacement facile des câbles si cela devenait nécessaire.

Dans le cas représenté à l'Image 37, les câbles situés entre les boîtes de connexions et les onduleurs sont directement posés au fond d'une tranchée. Il aurait clairement été préférable de placer ces câbles dans des gaines ou des tuyaux afin de bien les protéger contre l'humidité et contre certains animaux qui peuvent les dégrader prématurément en les rongeant, ce qui pourrait provoquer des pertes de courants inacceptables ou engendrer des défaillances.

Image 37.

Il est également conseillé d'utiliser des gaines différentes pour les câbles électriques et pour les câbles de transmission de données. De cette manière, toute interférence issue des câbles électriques et pouvant perturber les transferts de données sera évitée.

Câbles

Les câbles enterrés doivent l'être plus bas que la profondeur dite hors-gel.

Les tranchées creusées pour accueillir les câbles enterrés doivent être assez profondes, afin que les câbles soient bien situés sous la profondeur de pénétration du gel. Les grandes différences de température entraînent de fortes variations de la longueur de ces câbles, ce qui peut conduire à leur endommagement si la contraction et l'étirement qui s'en suit devenaient excessifs. Il est nécessaire de se référer aux normes de construction et aux règles de bonnes pratiques locales pour avoir plus d'informations concernant la profondeur minimale à donner aux câbles.

Les Images 38 et 39 montrent deux tranchées situées dans la même installation. Dans la région considérée, la profondeur de pénétration du gel est de 60 centimètres (cette profondeur est bien spécifique à la région). Les câbles de l'Image 38 ne seront pas protégés contre le gel parce que la profondeur de la tranchée n'est pas suffisante. Par contre, la profondeur de la tranchée de l'Image 39 est suffisante et, par conséquent, les câbles seront moins susceptibles d'être exposés à un étirement excessif.

Image 38.

Image 39.

Chambres de visites

Regards et chambres de visites doivent être réalisés correctement.

Les Images 40 et 41 montrent des chambres de visite dégradées qui, par conséquent, ont perdu la protection qu'elles sont censées apporter. Cette situation permet à l'eau, à la terre, à la poussière et aux rongeurs de pénétrer dans ces chambres de visite et, à partir de là, dans les tuyaux qui y sont reliés
(vu que ces tuyaux sont apparemment restés ouverts et accessibles).

Image 40.

Image 41.

Les Images 42 et 43 montrent des chambres de visite nettement mieux réalisées. La protection offerte par ces chambres de visite est assurée et empêche la pénétration de matières ou de rongeurs. Il existe également une différence de hauteur entre le fond des chambres de visite et le point d'entrée des gaines. Ces dernières sont également bien scellées.

Image 42.

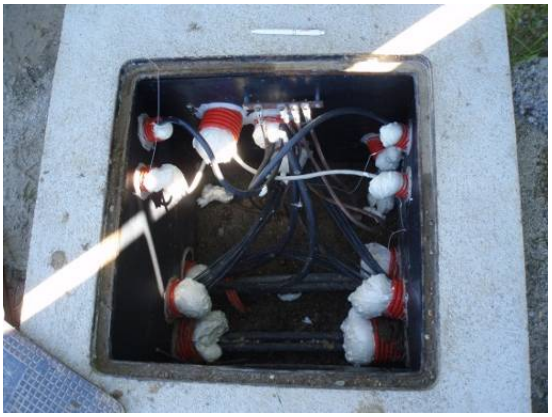

Image 43.

Chambres de visites

Les chambres de visite doivent être surélevées par rapport au niveau du sol pour obtenir une protection supplémentaire.

Il arrive parfois que des chambres de visite soient détériorées parce qu'un véhicule lourd est passé dessus, comme c'est le cas pour l'Image 40 (Pratique C14 – page 26). Un bon remède pour prévenir ce genre de désagrément est de les surélever de quelques centimètres au-dessus du niveau du sol, comme le montrent les Images 44 et 45. Une autre option, plus simple et tout aussi efficace, est d'éviter d'installer des chambres de visite sur les chemins ou autres voies utilisées par les véhicules ou engins lourds.

Image 44.

Image 45.

Pose sur toitures

Les toitures doivent être en bon état.

Dans le cas des installations faites sur toiture (BIPV), il est très important de tenir compte de l'état et de la solidité du toit sur lequel les modules doivent être placés. Il est indispensable de faire une bonne analyse de la toiture avant d'y installer les structures de support et les modules photovoltaïques.
Ces installations seront en effet en place pour une durée allant jusqu'à 25 ans. Par conséquent, il est nécessaire de veiller à ce que le toit ne nécessite pas de réparation ou de réfection durant cette période. Les toits des Images 46 et 47 sont appropriés pour accueillir l'installation PV, tandis que les toits des Images 48 et 49 devraient être réparés avant qu'une structure et des modules photovoltaïques puissent y être installés. L'eau stagnante sur un toit plat est également un problème qui doit être résolu avant d'entamer l'installation des modules PV car elle peut représenter un poids supplémentaire conséquent qui peut avoir des conséquences indésirables.

Image 46.

Image 47.

Image 48.

Image 49.

Pose sur toitures

Le poids total de l'installation PV (Structure + lestage + modules) doit rester inférieur à la réserve de charge maximale tolérée par le toit (y compris les marges de sécurité).

Le poids total de l'installation (les structures, le lestage éventuel et les modules) doit rester inférieur à la réserve de charge maximale tolérée par le toit. Ceci doit comporter des marges de sécurité vu que la charge mécanique engendrée par la nouvelle installation va être additionnée aux charges intermittentes provoquées par la neige et le vent. Ces marges de sécurité (Etats Limites Ultimes et Etat Limites de Service, tels que définis dans les normes Eurocodes) doivent être calculées par un bureau d'études spécialisé. Suite à ces calculs, la structure du toit devra être renforcée si cela est nécessaire, comme cela a été le cas pour la toiture de l'Image 50.

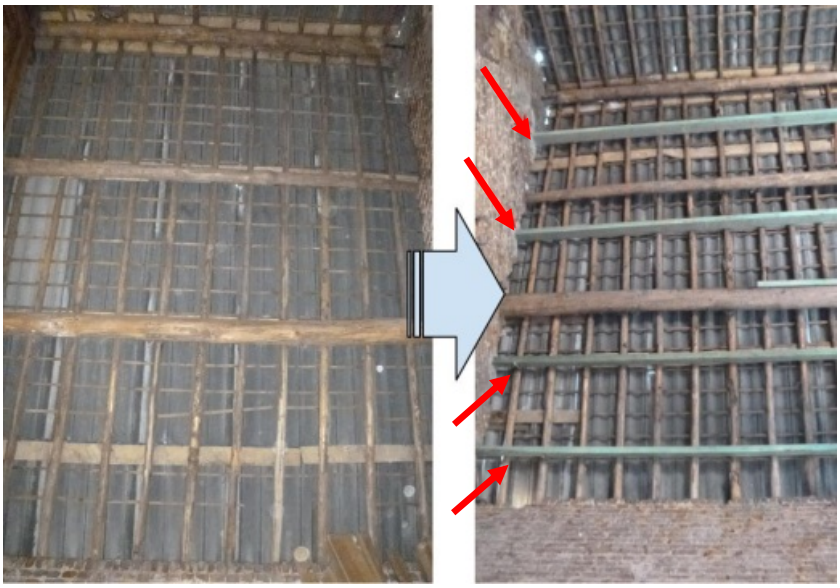

Image 50.

3.2. Les structures portantes.

Mise à la terre des structures

Toutes les parties métalliques des structures doivent être mises à la terre.

Une bonne mise à la terre des structures protège les personnes et les appareils électroniques contre les effets des éventuelles fuites de courant. Toutes les parties métalliques de la structure, y compris celles où le contact direct ne peut apparemment pas être fait (par exemple, car isolées par un matériau non conducteur), doivent être interconnectées et mises à la terre. Ceci a bien pour but de protéger les personnes contre les chocs électriques en cas de fuites de courant ou d'orages (Images 51 et 52). Dans le cas contraire, les composants non mis à la terre pourraient atteindre des niveaux de tension dangereux. Cela pourrait se produire avec le pied métallique en Image 53 en raison de la couche isolante noire qui empêche la mise à la terre des éléments supérieurs.

Image 51.

Image 52.

Image 53.

Mise à la terre des structures

Les câbles de terre doivent être clairement marqués et identifiables.

Sur l'Image 54, le câble de mise à la terre a bien été vissé à la structure portante pour assurer la protection des personnes contre les chocs électriques. Toutefois, le fil a été coupé, ce qui rend la protection inefficace.

Il est conseillé d'utiliser des câbles qui, de par leur couleur ou leur aspect, sont clairement distincts des câbles électriques. La liaison terre peut être effectuée via une tresse, comme montré dans l'Image 52 (Pratique S1 – page 33) ou avec un câble ayant une gaine de couleur différente, généralement de couleur jaune/vert, comme à l'Image 70 (Pratique S10 – page 42).

Image 54.

Fixation des modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques doivent généralement être fixés avec des clames par les longs côtés. La fixation des modules photovoltaïques par les petits côtés peut néanmoins être autorisée pour certains modèles et sous certaines conditions.

Les modules photovoltaïques doivent généralement être fixés par des clames via leurs longs côtés (Image 55). La fixation par les côtés courts (Image 56) peut toutefois être autorisée pour certains modèles et sous certaines conditions. Cette pratique réduit cependant la capacité du panneau à résister aux charges climatiques engendrées par le vent et la neige (charge admissible). La charge totale issue des conditions météorologiques est fonction de l'emplacement du système et de son environnement. Cette charge totale doit être comparée à la charge admissible des modules. Cette charge admissible est couramment de l'ordre de 2400 Pa à 5400 Pa.

Image 55.

Image 56.

Les clames doivent être placées de façon symétrique afin d'éviter une trop grande distance entre les points de fixation et les bords du module PV. Ceci permet d'obtenir une meilleure qualité de fixation des modules à leur structure, comme cela est représenté sur l'Image 55, ce qui n'est pas le cas pour l'Image 57.

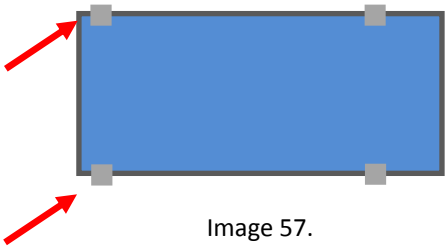

Image 57.

Il est important de bien se référer au manuel d'installation du module PV pour disposer d'informations complémentaires concernant la procédure de pose et pour bien déterminer les points de fixation qui sont recommandés.

Fixation des modules photovoltaïques

Les clames doivent être utilisées conformément à leurs spécifications.

Sur les Images 58 à 61, les modules photovoltaïques sont fixés à leur structure portante par des clames. Ces clames ne doivent pas générer d'ombrage et doivent être compatibles avec le cadre du module sur un plan électrolytique (corrosion). Elles doivent également épouser parfaitement le cadre du module PV (par exemple, la hauteur des clames doit correspondre à celle du cadre du module) et la tension de serrage doit être bien adaptée pour avoir une bonne prise, comme le montrent les Images 58 et 59. Sans cela, les modules peuvent se détacher en cas de charge élevée de vent, comme cela pourrait se produire pour les installations montrées sur les Images 60 et 61.

Image 58.

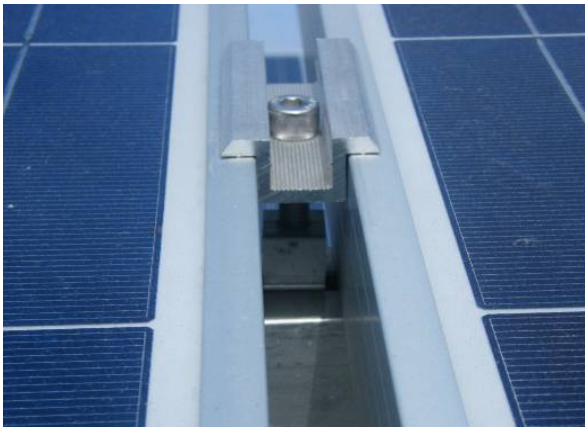

Image 59.

Image 60.

Image 61.

Fixation des modules photovoltaïques

Les clames doivent correspondre à la taille et à la forme des modules.

Contrairement aux photos précédentes, les Images 62 et 63 montrent comment des modules peuvent être inefficacement fixés à la structure portante. Les clames (ou fixations) utilisées ne sont pas droites et ne correspondent pas à la forme des modules photovoltaïques (Image 62) ou ne sont pas bien centrées dans les interstices situés entre les modules PV, comme ci-dessous, où les rondelles ne fixent pas correctement le module (Image 63). Dans ce cas, le module pourrait facilement se détacher, soit en raison de forces dues au vent, soit suite aux dilatations/contractions thermiques.

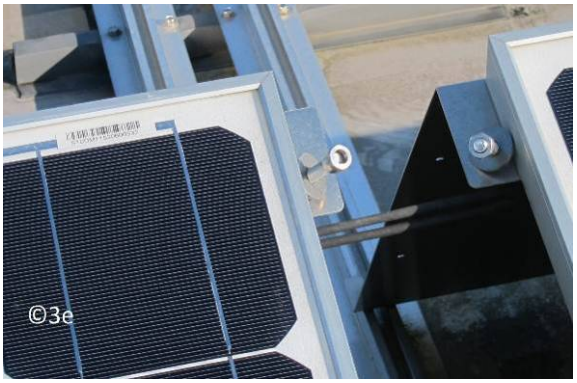

Image 62.

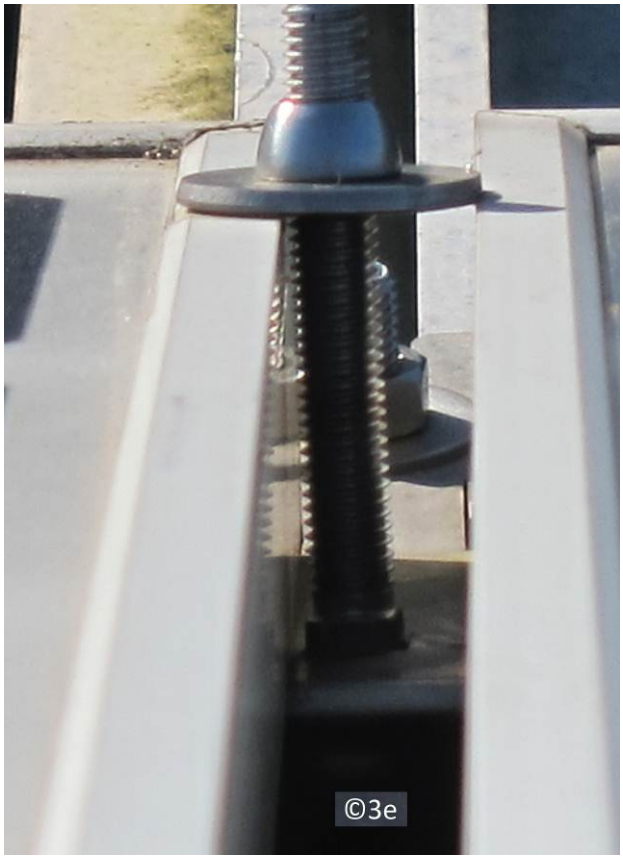

Image 63.

Fixation des modules photovoltaïques

Les structures d'appui doivent être adaptées aux cadres des modules.

Sur l'Image 64, le module PV n'est pas monté de façon conforme vu que la structure portante n'épouse pas correctement le cadre du panneau. La fixation est pliée et incorrectement liaisonnée par une tige filetée. Le module PV pourrait se détacher lors de vents violents ou même être endommagé de manière irréversible. Comme indiqué aux points précédents, la structure portante et les fixations doivent être bien adaptées à l'épaisseur du cadre du module.

De plus, la longueur de dépassement de la tige filetée est excessive. Elle devrait être d'une longueur telle que personne ne risque de se blesser en passant à côté.

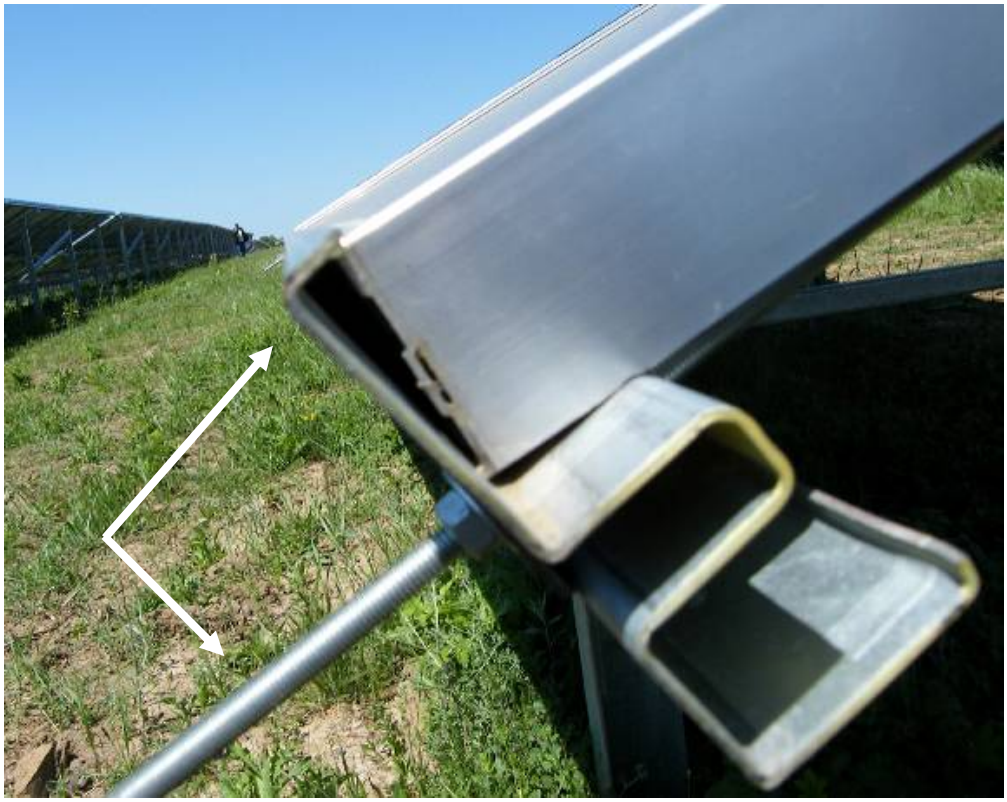

Image 64.

Rigidité de la structure portante

Les structures portantes et les assemblages doivent être rigides.

Les structures portantes doivent être solidarisées de manière bien rigide pour éviter des déformations comme celles montrées sur l'Image 65. Des petites tiges plates ont été utilisées pour joindre deux structures, mais elles ne disposent pas d'une rigidité suffisante pour être maintenues bien droites. L'Image 66 montre la bonne façon d'unifier des profilés. On y a utilisé une pièce de jonction rigide qui s'adapte parfaitement aux profilés, qui les garde bien droits et alignés, tout en ajoutant de la rigidité à toute la structure, réduisant ainsi les risques de déformation à l'avenir. Ce type d'assemblage pourrait également être utilisé comme un joint de dilatation thermique, si il était fixé uniquement sur un côté. Dans ce cas, il faut bien entendu veiller à ce que le joint n'entraine pas de perte de résistance de la structure, auquel cas des adaptations devraient être réalisées.

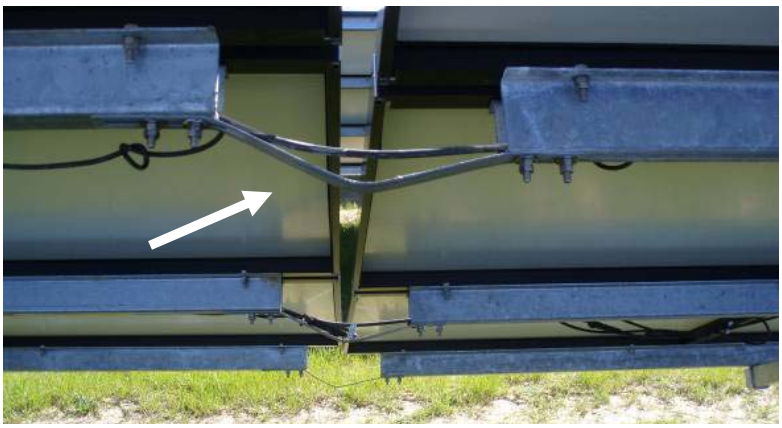

Image 65.

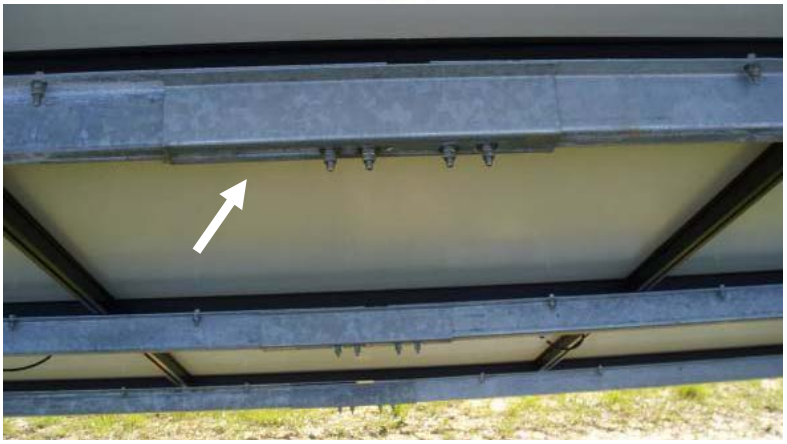

Image 66.

Assemblage des éléments de structure

Tous les composants de la structure doivent être assemblés correctement.

Sur l'Image 67, La distance entre la structure interne (axe d'inclinaison) et la structure externe (axe d'orientation) est différente entre les côtés opposés. Cela est dû à une mauvaise liaison entre les deux structures, car elles ne sont pas perpendiculaires. En conséquence, les différents groupes de modules de la structure en premier plan sur l'Image 68 (la ligne de droite) n'ont pas la même inclinaison. En réalité, la conséquence de cette erreur (une petite erreur dans l'inclinaison) ne se situe pas vraiment au niveau du fonctionnement de l'installation photovoltaïque ou de sa production d'énergie finale. Elle se situe principalement au niveau de l'impact visuel. En effet, la bonne fixation des différentes structures aurait mené à une même inclinaison entre les lignes et, suite à cela, à un rendu visuel plus harmonieux, comme on le voit pour les modules PV en arrière-plan de l'Image 68.

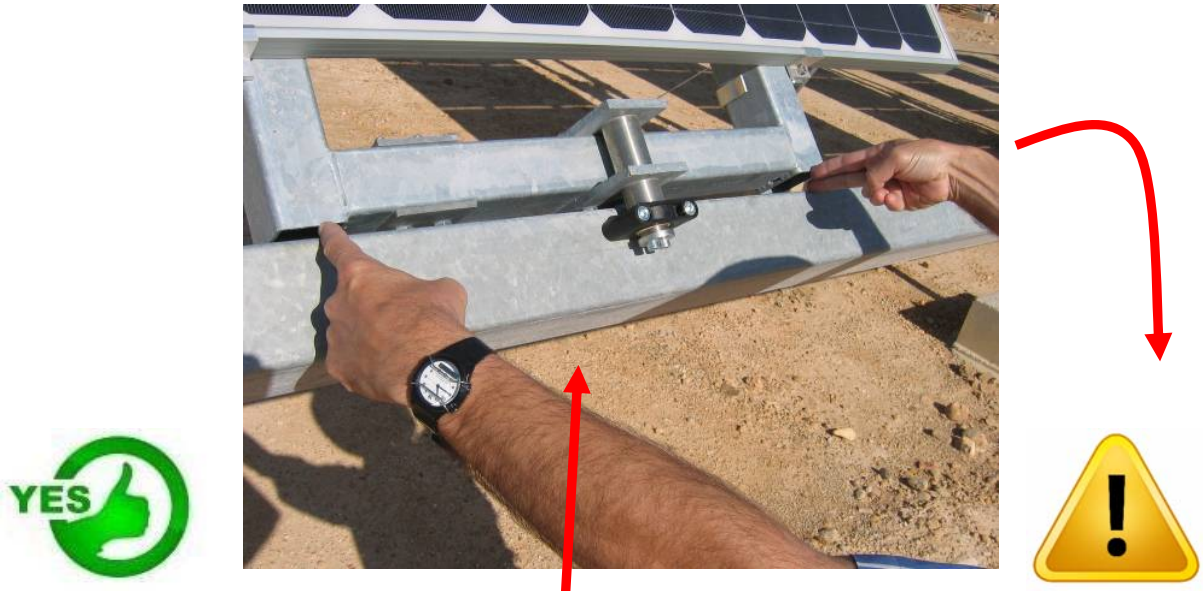

Image 67.

Image 68.

Assemblage des éléments de structure

Tous les composants de la structure doivent bien s'adapter les uns aux autres.

Sur l'Image 69, les pièces de la structure du suiveur solaire (tracker) ne sont pas parfaitement adaptées les unes aux autres. En conséquence, quand elles sont attachées, l'une d'entre elles doit se déformer pour obtenir un bon contact et une bonne adhérence. Cette modification de la forme originale d'une des pièces peut entraîner une dégradation plus rapide de la structure. Cela peut aussi nuire à sa résistance globale.

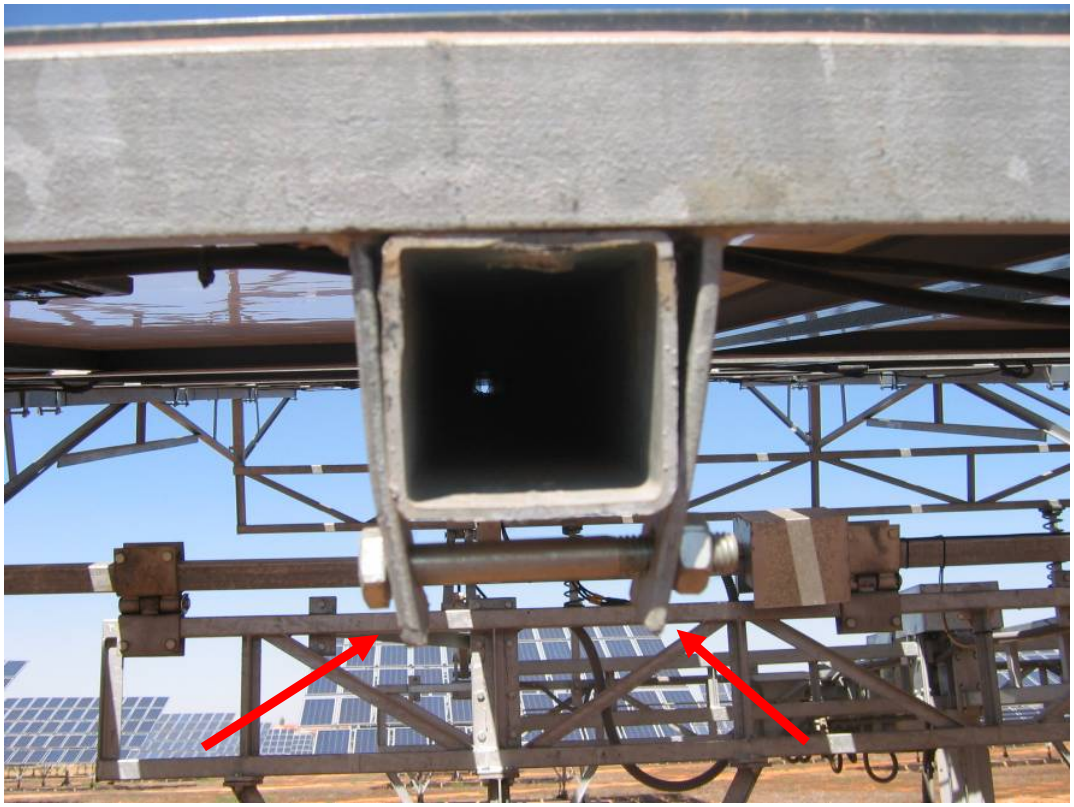

Image 69.

Compatibilité entre les matériaux

Les différents matériaux utilisés dans les structures doivent être compatibles.

Les différents métaux présents, des cadres des modules PV, des structures d'appui ainsi que des vis, rondelles, écrous, etc doivent être compatibles entre eux (au niveau électrolytique). Certaines combinaisons entre matériaux doivent être évitées. Si cela n'est finalement pas possible, il y a donc lieu de prévoir une séparation correcte entre ces matériaux. Si des matériaux incompatibles sont mis en contact, la corrosion galvanique pourrait rapidement apparaître, comme le montre l'Image 70 (contact aluminium / acier inoxydable).

Image 70.

Résistance aux conditions climatiques extérieures

Les structures doivent pouvoir résister aux conditions climatiques extérieures (pluie, sel, faible température, ensoleillement…).

Les structures doivent être construites soit en acier inoxydable, soit être correctement protégées contre les dégradations (principalement l'oxydation) grâce à un traitement tel que la galvanisation ou l'application d'une peinture spéciale. Dans ce dernier cas, si cette protection n'est pas optimale, la résistance des structures pourrait s'en voir réduite. Les Images 71 à 77 montrent des exemples de bonnes et de mauvaises pratiques. Pour les Images 71 à 75, la galvanisation ou peinture de protection n'a pas été appliquée, ou cela a été fait incorrectement. A l'opposé, les Images 76 et 77 montrent des cas où la protection a été correctement appliquée. Néanmoins, quand la protection est sous forme d'une peinture ou d'une galvanisation à froid, elle doit être régulièrement contrôlée et, si nécessaire, réparée avant que la dégradation ne devienne trop importante.

Image 71.

Image 72.

Image 73.

Image 74.

Image 75.

Image 76.

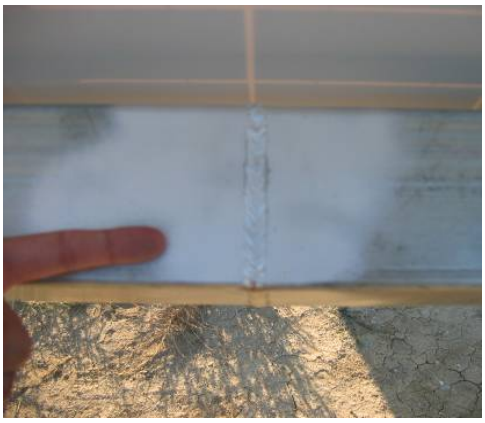

Image 77.

Résistance aux conditions climatiques extérieures

Les structures doivent pouvoir résister aux conditions climatiques extérieures (pluie, sel, faible température, ensoleillement…).

Les structures portantes ne sont pas toujours faites à l'aide de matériaux métalliques. D'autres matériaux, tels que le bois, peuvent parfois être utilisés. Dans ce dernier cas, le bois doit être traité pour disposer d'une bonne protection contre l'environnement (ex: traitement en autoclave). Sur l'Image 78, le bois n'a pas été traité et va donc vraisemblablement rapidement se dégrader et s'affaiblir, pouvant ainsi causer des dommages à l'installation PV.

Image 78.

Résistance aux conditions climatiques extérieures

Les structures portantes doivent permettre une dilatation thermique entre les différents composants qui la constituent.

Les structures portantes doivent permettre une dilatation thermique entre leurs différents constituants (dilatations longitudinale et transversale). Les modules photovoltaïques et les liaisons telles que les boulons, vis et écrous, pour ne citer que ces éléments, peuvent subir des dommages si la structure portante ne permet pas ces libres dilatations.

Dans le cas d'une dilatation thermique longitudinale, il est courant d'utiliser des joints de dilatation consécutifs avec une distance maximale de 6 à 10 mètres entre eux (Image 79). Ils doivent être placés de telle sorte que la structure puisse s'étendre sans créer de contraintes mécaniques parasitaires (par exemple, les joints ne doivent pas être placés à l'intérieur d'un triangle rigide, comme montré à l'Image 80).

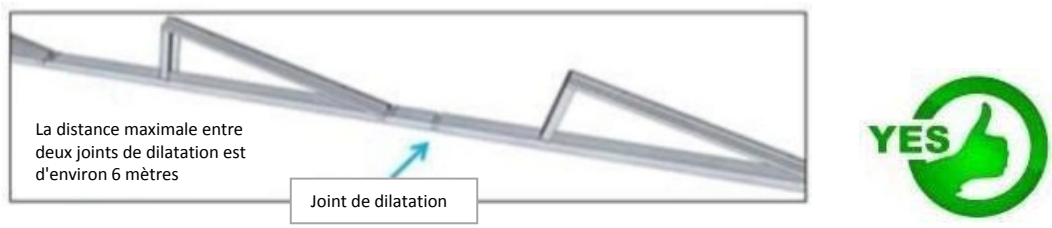

Image 79.

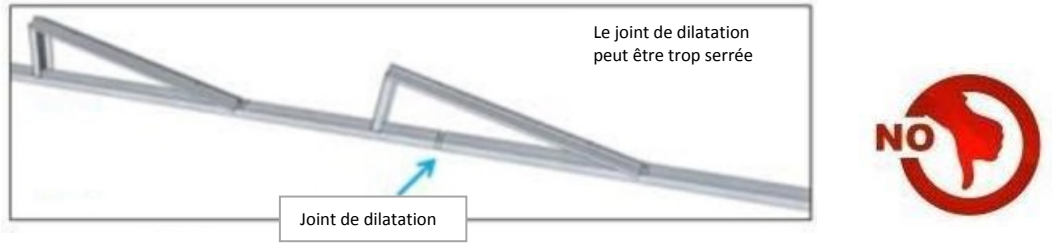

Image 80.

Dans le cas d'une dilatation transversale, une solution possible intègre des écarts libres tous les 10 à 15 mètres, comme le montre l'Image 81.

Image 81.

Résistance aux conditions climatiques extérieures

Les installations photovoltaïques sur toits plats doivent être solidarisées et/ou bloquées par des butées sinon, elles peuvent glisser dans le sens de la pente, entre autres dû aux dilatations thermiques successives.

Dans le cas des installations PV réalisées sur toitures plates, les structures portantes ne peuvent souvent pas être fixées mécaniquement afin d'éviter de percer la couche d'étanchéité. Par conséquent, elles doivent être solidarisées en reliant les groupes de modules situés sur les pentes opposées, comme le montre l'Image 82, ou en ajoutant des butées qui vont, par exemple, prendre appui sur les acrotères.

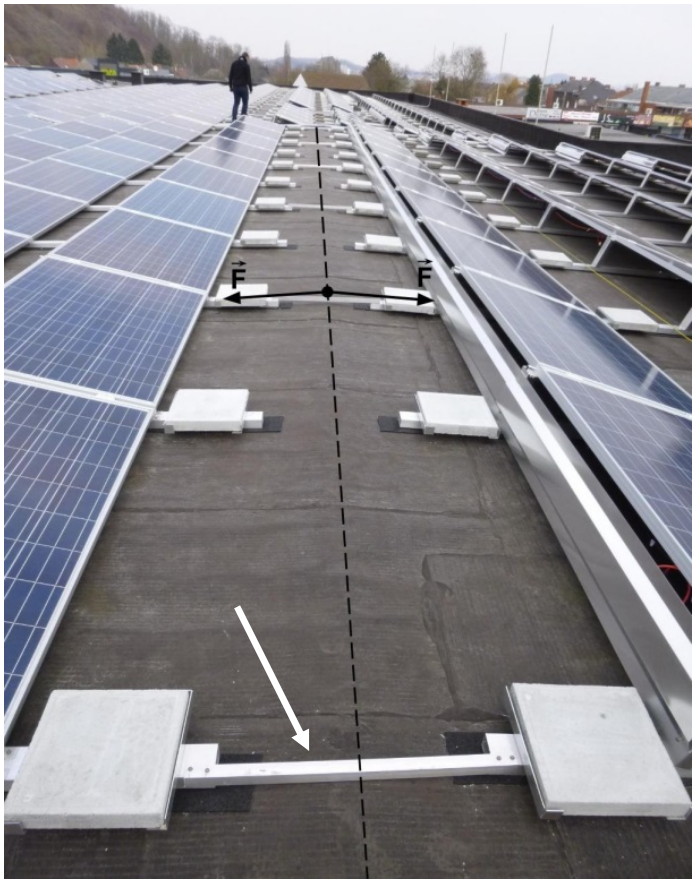

Image 82.

Résistance aux conditions climatiques extérieures

Les panneaux photovoltaïques placés sur toits plats doivent permettre la dilatation thermique d'ensemble de la structure portante.

Dans le cas des installations PV réalisées sur toitures plates, la couche d'étanchéité de la toiture doit être correctement protégée. Une couche protectrice sera donc placée entre cette étanchéité et les structures portantes. Cette couche protectrice doit être flexible, car la dilatation thermique des structures portantes, certainement celles en aluminium, est nettement supérieure à celle des couches d'étanchéité habituelles. De cette façon, les contraintes de cisaillement qui surviendraient entre la structure portante et l'étanchéité sont réduites, voir annulées. Afin d'être efficace durant toute la durée de vie de l'installation, cette couche protectrice doit disposer de caractéristiques bien définies: être résistante aux conditions météorologiques et à la lumière ultraviolette, être chimiquement neutre par rapport à la couche d'étanchéité, avoir un coefficient de frottement (variable en fonction du type d'étanchéité) suffisamment élevé pour assurer la stabilité de l'ensemble (voir aussi l'Image 84 – pratique S16 – page 48).

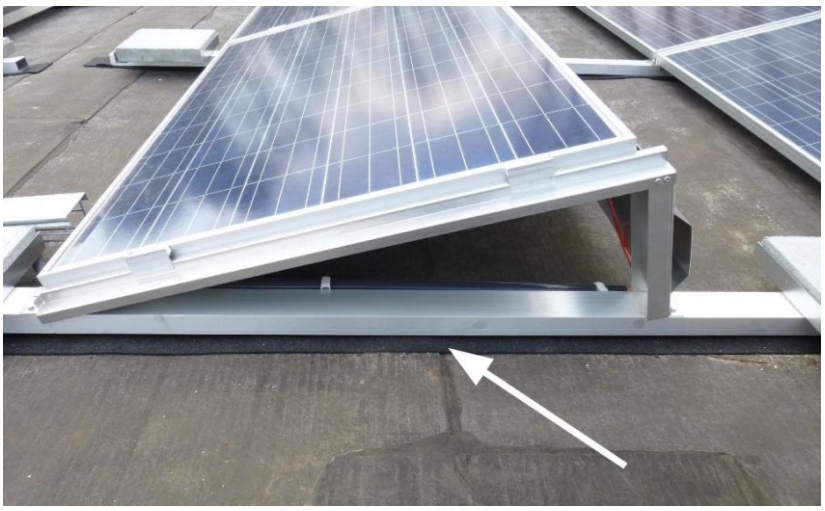

Image 83.

Résistance aux conditions climatiques extérieures

Les structures portantes placées sur toits plats et qui ne sont pas mécaniquement fixées doivent être lestées en fonction des forces induites par les effets du vent sur les panneaux.

Vu les nombreux problèmes engendrés par une fixation mécanique des structures portantes à la toiture, on opte régulièrement pour une ''simple'' pose lestée par des poids supplémentaires (ou ballasts). Ce lestage doit être suffisant pour prévenir les déplacements et les dommages aux modules photovoltaïques causés par le vent (effet de voile). Le lestage requis doit être calculé conformément aux normes Eurocodes.

Image 84.

Résistance aux conditions climatiques extérieures

Les installations photovoltaïques sur toiture doivent permettre une évacuation rapide des eaux en cas de fortes pluies.

Les structures portantes PV mal conçues ou mal placées pourraient agir comme de petits barrages successifs lors de fortes pluies, retenant ainsi des masses importantes d'eau et/ou de la saleté sur le toit. L'eau ainsi freinée représente une charge supplémentaire, souvent non prévue et non souhaitable, qui peut causer des dommages à la structure de la toiture. Les structures portantes doivent permettre une évacuation rapide des eaux en cas de fortes averses, comme le montrent les Images 85 et 86.

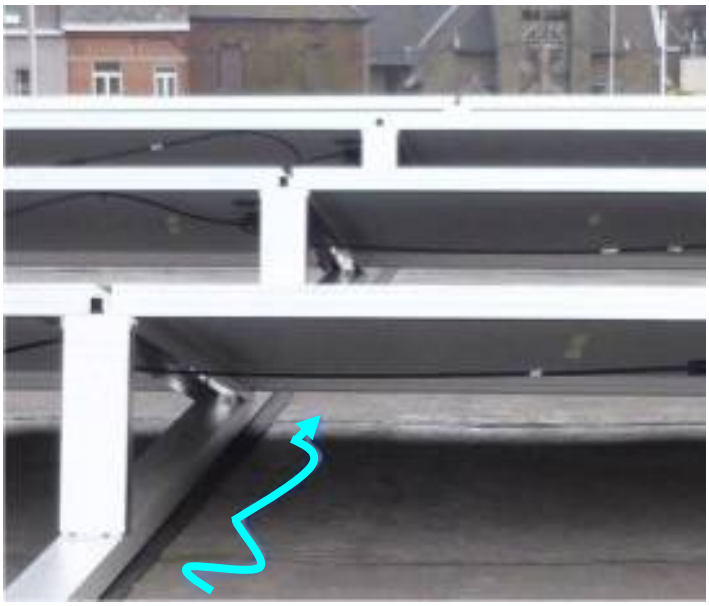

Image 85.

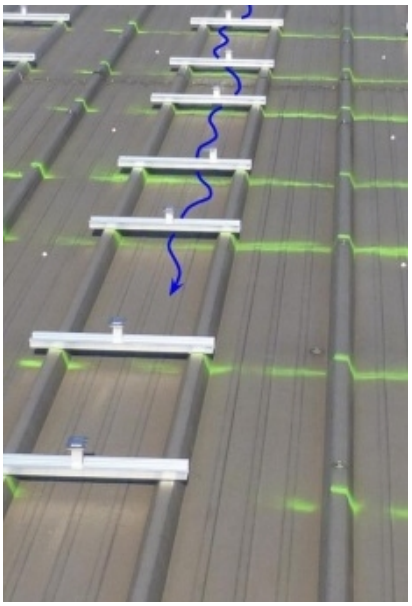

Image 86.

Protection contre la végétation

Les modules photovoltaïques doivent être protégés contre la végétation.

Les installations des Images 87 à 89 sont à une hauteur telle que la végétation basse peut atteindre les modules photovoltaïques les plus bas. Dès lors, la végétation projette son ombre sur les panneaux, ce qui diminue la production d'énergie et, au pire, peut accélérer la dégradation des modules photovoltaïques en créant des points chauds (voir les Images 141 à 143 – pratique G10 – page 80). Placer les panneaux à une hauteur supérieure aurait évité cette situation. Cependant, moyennant un entretien approprié du site, la végétation pourrait être coupée avant d'avoir atteint le niveau des modules, cette option étant illustrée à l'Image 90. Des précautions doivent néanmoins être prises pour éviter que, lors de ces entretiens, les équipements munis de lames ou de ficelles rotatives puissent provoquer des projections de petites pierres, celles-ci pouvant endommager, voir même casser, les modules photovoltaïques.

Image 87.

Image 88.

Image 89.

Image 90.

Sécurité du personnel

Tous les éléments structurels doivent être clairement visibles.

Les câblages et tendeurs de certains types de suiveurs solaires doivent être correctement rendus visibles. Dans le cas contraire, ils risquent de ne pas être vus par le personnel de maintenance se déplaçant autour des systèmes de la centrale PV. Ce personnel pourrait donc accidentellement les accrocher.

Image 91.

3.3. Les coffrets électriques.

Etiquetage des composants électriques

Tous les composants électriques actifs doivent être identifiés avec des étiquettes adaptées.

Les coffrets des Images 92 à 94 ont des étiquettes fixes mettant en garde contre le risque de choc électrique. Cette information est importante car elle alerte les personnes de l'existence de connections directes, de barres de cuivre, de fusibles et d'autres composants électriques présents dans les coffrets. Cela permet au personnel technique et d'entretien d'agir en connaissance de cause et de prendre les mesures préventives appropriées avant l'ouverture des coffrets.

Image 92.

Image 93.

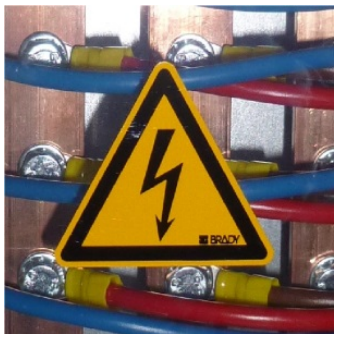

Image 94.

Imperméabilisation des coffrets électriques

Les coffrets électriques doivent respecter le degré de protection IP nécessaire en fonction de l'environnement.

Les Images 95 à 101 montrent des exemples de coffrets électriques qui ont, à la base, un degré IP supérieur à IP43 (IPXY: le chiffre “X” est liée à la protection contre l'infiltration de corps étrangers solides; le chiffre "Y" est liée à la protection contre l'entrée d'eau). Cependant, suite à une installation incorrecte, la valeur IP résultante est fortement réduite.

Comme le montre l’Image 95, le coffret électrique a été foré pour fournir un point d'entrée au câble. Cependant, le vide excédentaire n'a pas été correctement rempli pour empêcher la saleté ou l'eau d’entrer. Cela se traduit par une perte très importante du degré IP par rapport à celui d'origine.

L’Image 96 montre que le couvercle de la boîte de raccord a été déformé et que la boîte ne peut pas être fermée correctement. Son degré IP est totalement perdu car, en raison de ce défaut, les corps solides et l'eau peuvent y pénétrer aisément.

Image 95.

Image 96.

Imperméabilisation des coffrets électriques

Les coffrets électriques doivent respecter le degré de protection IP nécessaire en fonction de l'environnement.

Sur l'Image 97, la gaine qui protège le câble n'est pas fixée au joint d'étanchéité. L'eau et les autres matériaux pourraient entrer, soit dans la gaine, soit dans le coffret, ce qui pourrait endommager prématurément le câble et les connexions. L'Image 98 montre comment ajuster correctement les tubes aux joints d'étanchéité.

Les Images 99 à 101 montrent un coffret disposant d'un marquage externe annonçant un degré de protection IP65. Ceci représente une protection contre l'eau et les poussières venant de toutes les directions. Cependant, les joints d'étanchéité n'ont pas été installés, permettant ainsi à l'eau et aux poussières venant du dessous d'entrer directement dans le coffret.

Image 97.

Image 98.

Image 99.

Image 100.

Image 101.

Imperméabilisation des coffrets électriques

Les entrées de câble dans des coffrets électriques doivent être correctement orientées et rendues étanches.

Les câbles entrant dans un coffret électrique ou dans une boîte de jonction des modules doivent passer au travers d'un presse-étoupe d'étanchéité de calibre adapté à la section du câble. Lorsque les presse-étoupes d'étanchéité sont placés de telle sorte que les câbles pénètrent dans le coffret via la face supérieure, le risque de pénétration d'eau ou d'humidité est nettement plus élevé. Si cette solution est néanmoins imposée ou inévitable, le joint en caoutchouc du presse-étoupe devra être en parfait état et les écrous devront être serrés adéquatement. Dans le cas contraire, l'eau ou l'humidité pénétreront dans la boîte, comme pour l'Image 102. Sur cette image, les soudures métalliques sont oxydées et le couvercle est blanc, ce qui est la preuve que de l'eau a effectivement pénétré dans la boîte.

Il est donc préférable de faire en sorte que les presse-étoupes soient disposés sur les côtés ou sur la face inférieure du coffret ou de la boîte et ce, pour réduire le risque d'entrée d'eau ou d'autres particules (Image 103).

Image 102.

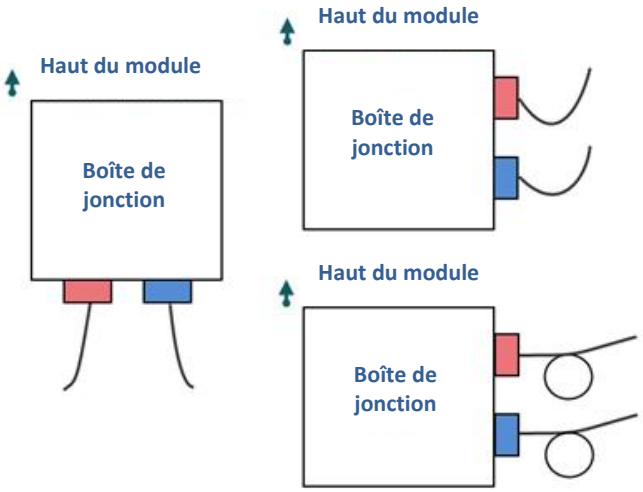

Image 103.

Imperméabilisation des coffrets électriques

Les portes et couvercles doivent résister aux produits chimiques (graisses et autres) et doivent pouvoir être bloqués en position ouverte pour éviter les dommages dus aux rafales de vent.

Les portes et les couvercles des coffrets électriques servent entre autres à empêcher l'infiltration d'eau ou de poussières (voir indice IP) et à protéger les câbles et les appareils électroniques. Ils doivent résister ou être protégés contre les dégradations dues à l'eau ou à la graisse. L'Image 104 montre des coffrets qui sont endommagés en raison de la réaction entre la graisse et la matière plastique. Les portes ou les couvercles doivent également pouvoir être bloqués en position ouverte pour éviter les dommages dus aux rafales de vent (Image 105). Sans cela, les coffrets peuvent s'abîmer prématurément et laisser leurs contenus sans plus aucune protection (Image 106).

Image 104.

Image 105.

Image 106.

Qualité des connexions

Les connecteurs doivent être correctement fixés et sertis pour éviter les surchauffes.

Si l'âme d'un câble conducteur n'est pas correctement en contact avec une borne (serrage par la vis de fixation) ou lorsque cette âme n'est pas correctement sertie à un connecteur, cela peut mener à une situation de surchauffe engendrant une dégradation du câble et/ou du connecteur (ou de la borne). Les images thermographiques ci-dessous montrent deux situations différentes. Sur l'Image 107, un câble n'est pas correctement serré au bornier avec la vis de fixation et le contact électrique est mauvais. Cette mauvaise connexion peut aller jusqu'à provoquer un arc électrique interne. En conséquence, sa température est plus élevée que prévu (dans ce cas particulier, plus de 30 ° C plus élevée que pour les câbles voisins). En plus d'accroître les pertes de charge, cela augmente le risque d'incendie. Quand un bon contact est effectué, tous les conducteurs (avec les mêmes sections et courants) ont la même température, comme pour l'Image 108. Une bonne pratique possible pour s'assurer que les boulons/vis sont et resteront correctement fixés est de les sceller comme indiqué sur l'Image 109 (joint jaune). Une simple inspection visuelle permet de déceler une mauvaise connexion (voir aussi Image 189 –pratique I8, page 102– et Image 190, –pratique I9 page 103). Vu que les variations régulières de température peuvent provoquer le desserrage progressif des boulons et des vis, cette vérification doit être effectuée au minimum chaque année lors de la maintenance périodique.

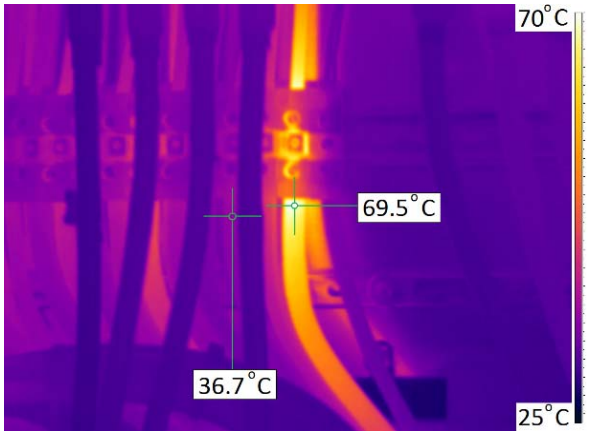

Image 107.

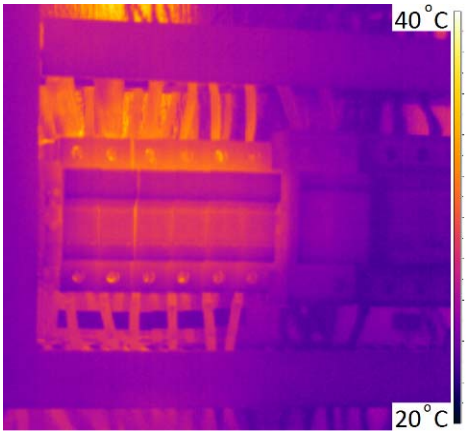

Image 108.

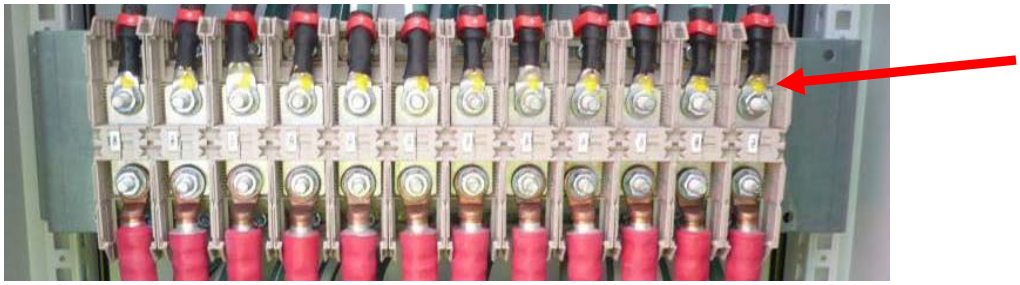

Image 109.

Contrôle de la température dans les coffrets

Les coffrets doivent être refroidis et/ou chauffés lorsqu'ils contiennent des composants électroniques sensibles à la température.

Lorsque le coffret contient des composants électroniques et des relais thermiques, il est important de déterminer si un refroidissement (ventilation) ou un réchauffement du coffret est à prévoir, comme c'est par exemple souvent le cas avec le matériel informatique. Certains de ces appareils ne fonctionnent pas correctement à des températures fort basses ou fort élevées, ou s'éteindront tout simplement quand un seuil de température est atteint. Pour éviter de tels problèmes, des capteurs de température, des radiateurs et des ventilateurs peuvent être prévus, comme cela a été appliqué sur l'Image 110.

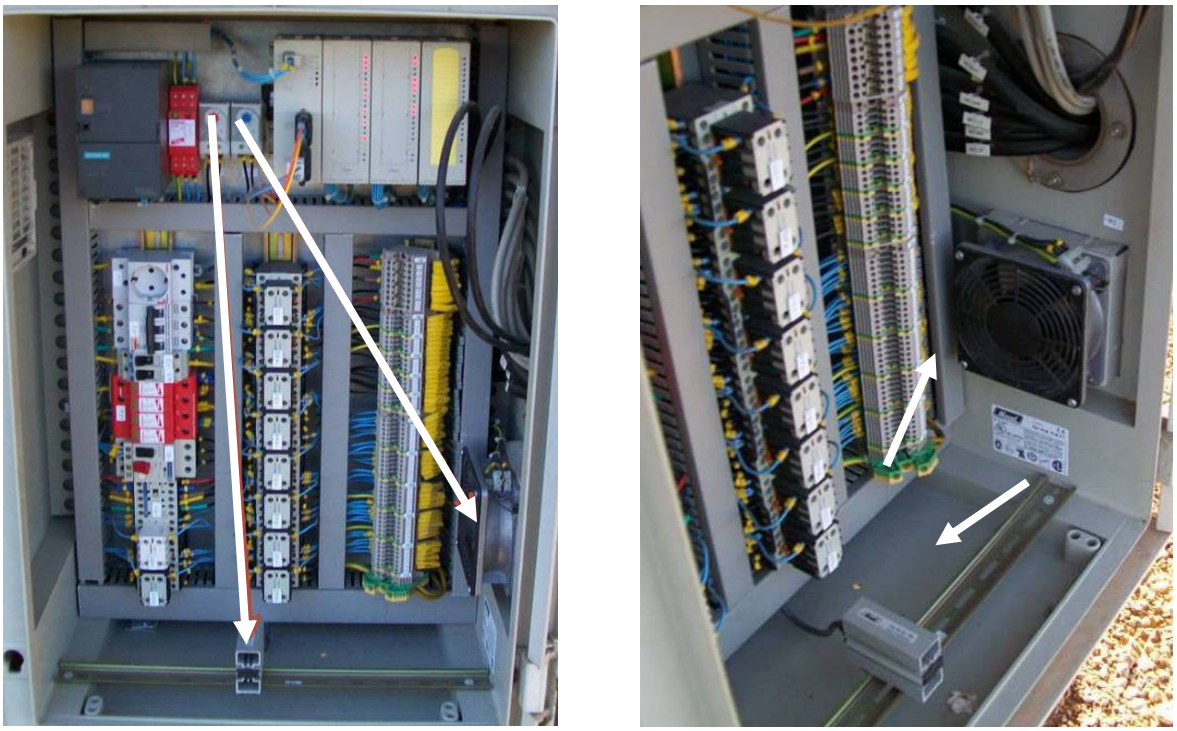

Image 110.

Fusibles et porte-fusibles

Les fusibles doivent être correctement dimensionnés pour éviter la dégradation prématurée et la surchauffe.

Les fusibles utilisés pour cette installation PV sont prévus pour permettre un passage de courant allant jusqu'à 12 ampères, comme on peut le voir sur l'Image 111, alors que les panneaux généreront près de 9 ampères sous conditions de test standard (condition STC, rayonnement global de 1000 W/m^2 et température des cellules de 25°C). Les pointes de courant passant au-dessus de 12 ampères peuvent être atteintes pendant des journées ensoleillées, par exemple quand quelques nuages agissent comme de petits concentrateurs de lumière. Dans ces circonstances, ces fusibles pourraient couper le circuit assez fréquemment. En outre, les fusibles peuvent chauffer et brûler les porte-fusibles. Ceux-ci pourraient alors se dégrader rapidement durant les premières années après l'installation. L'Image 111 montre un porte-fusible qui a subi un jaunissement après seulement deux années d'usage. L'emploi de fusibles de calibre plus élevé évite cette dégradation prématurée et maintient les porte-fusibles proches de leur état d'origine (Image 112). En plus, cette dégradation des porte-fusibles, en raison de la température élevée des fusibles, peut provoquer un court-circuit avec les porte-fusibles voisins et aller jusqu'à provoquer un incendie, comme cela est arrivé dans le coffret de l'Image 113. Une meilleure pratique consiste à utiliser des fusibles de calibre presque double du courant généré par les modules en conditions STC et ce, pour éviter des réactions indésirables fréquentes.

Image 111.

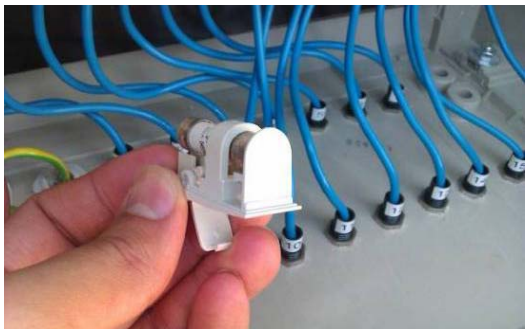

Image 112.

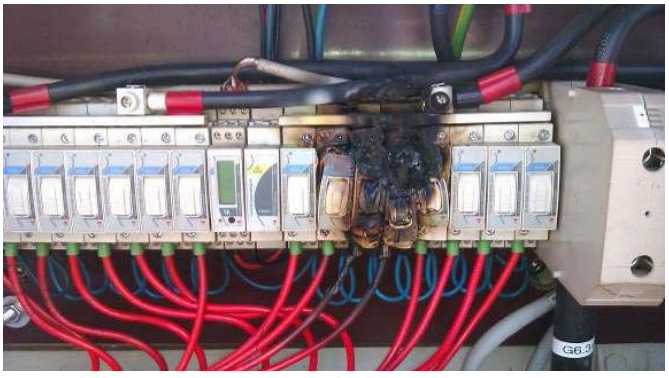

Image 113.

Fusibles et porte-fusibles

Chaque string (chaîne de modules) doit être protégé par, au moins, un fusible.

La boîte de connexion de l'Image 114 comporte des porte-fusibles pour chaque conducteur. Ceci est la bonne méthode d'installation, car elle permet d'isoler les barres de cuivre (mise en parallèle des strings) des câbles venant des panneaux, ce qui rend leur manutention possible en toute sécurité. Ici, seuls les portes-fusibles des polarités positives contiennent des fusibles, les portes-fusibles des polarités négatives ne contenant qu'un conducteur cylindrique (fusible "factice"). De cette façon, chaque chaîne de modules est protégée en cas de surintensité et le nombre de fusibles requis est réduit de moitié. La localisation de fusibles ''brûlés'' est plus rapide et le coût global des boîtiers de connexion est réduit.

Remarque: si les portes-fusibles avec les fusibles "factices" (ou même réels) ne sont pas prévus (s'ils sont donc simplement remplacés par des raccordements directs), le jeu de barres associé ne peut être isolé des générateurs photovoltaïques.

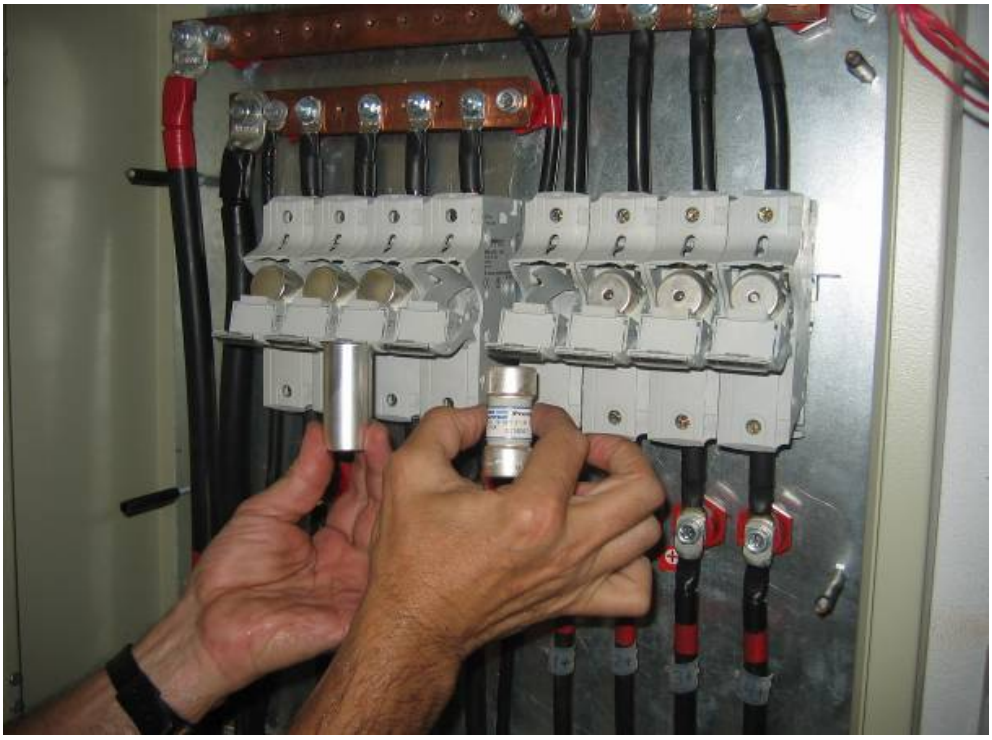

Image 114.

Fusibles et porte-fusibles

Les composants fonctionnant sous courant continu, comme les portes-fusibles, ne doivent pas être ouverts lorsque les circuits sont en charge.

Une très mauvaise pratique consiste à ouvrir un porte-fusible alors que le circuit est en charge. Cela crée un très sérieux risque d'électrocution et de destruction du matériel. Les circuits à courant continu doivent toujours être hors tension avant que toute intervention ne puisse être faite. L'Image 115 montre ce qui peut se passer lorsque l'on ouvre un porte-fusible traversé par un courant DC d'environ 40 ampères. Un arc électrique s'est créé au niveau du fusible, ce qui a provoqué un incendie à l'intérieur du coffret et l'a complètement détruit. Les fusibles font partie des dispositifs de protection qui ne peuvent jamais être ouverts en charge. Si l'on souhaite disposer de cette capacité de coupure en charge, il faut utiliser des commutateurs prévus à cet effet. (voir pages suivantes).

Image 115.

Câbles et raccordements

Les câbles pénétrant dans un coffret doivent être organisés correctement et ne doivent pas être trop longs.

Les câbles doivent être clairement et proprement disposés dans les coffrets. Leur longueur devrait être légèrement plus grande que la longueur strictement nécessaire et ce, afin de faciliter les éventuelles réparations qui pourraient être nécessaires. Les techniciens doivent pouvoir être en mesure d'identifier rapidement chaque câble en cas de nécessité. L'Image 116 montre un coffret électrique dans lequel le soin apporté à la disposition des câbles a été insuffisant. Les câbles y sont désordonnés et d'une longueur clairement excessive. Dès lors, il est difficile d'y trouver un câble spécifique et d'en suivre le cheminement. Une telle réalisation accroît également les pertes électriques et augmente le coût final de l'installation.

Image 116.

Câbles et raccordements

Les câbles et les barres des pôles opposés doivent être à une distance adaptée les uns des autres.

L'Image 117 montre que les câbles des bornes positives et négatives venant des modules pénètrent dans le coffret de raccordements indistinctement par la droite et par la gauche. Il en résulte que la moitié des câbles doivent passer derrière les barres de l'autre polarité que la leur. Au fil du temps, à cause des vibrations et des cycles thermiques, ce contact permanent entre les câbles et les bords des barres de cuivre peut blesser les gaines isolantes de ces câbles et provoquer des courts-circuits. Une meilleure méthode aurait été de prévoir l'entrée dans le coffret de tous les câbles à borne positive par un côté du coffret, et de tous les câbles à borne négative par le côté opposé. Cette méthode est plus sûre car elle se traduit par une distinction nette et convenable entre les pôles (câbles et barres) positifs et négatifs. Cette méthode a été utilisée pour les câbles rouges et bleus qui entrent, par le fond, dans le coffret de l'Image 120 (pratique W14 –page 68).

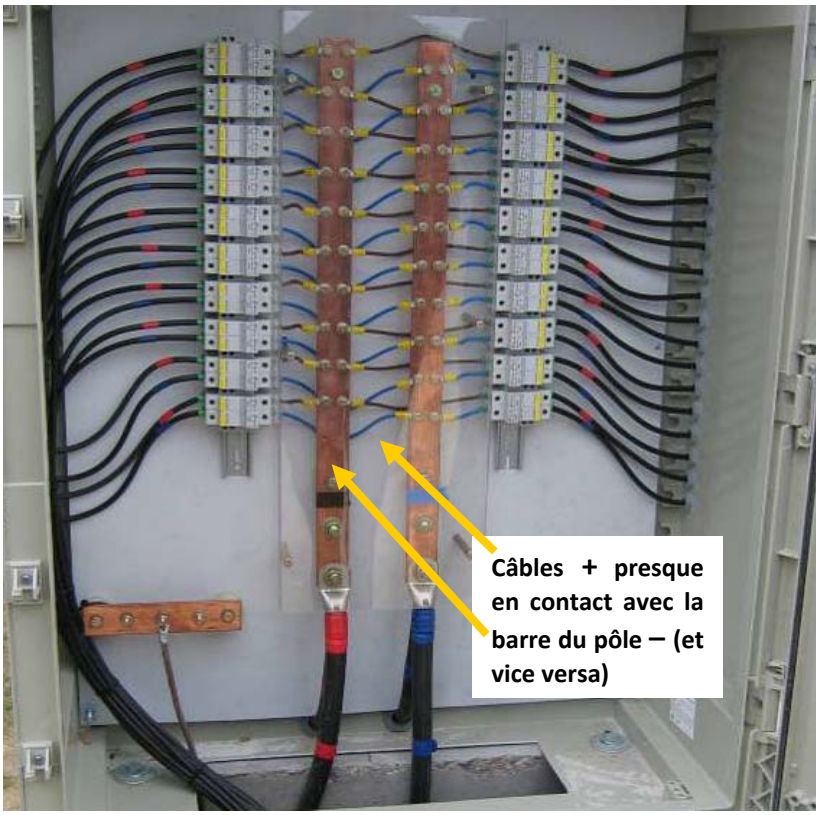

Image 117.

Câbles et raccordements

Les coffrets de raccordements doivent contenir tous les éléments nécessaires.

Les Images 118 et 119 montrent des coffrets de raccordements respectivement primaire et secondaire d'une installation photovoltaïque. Ces coffrets sont bien marqués pour prévenir du risque de choc électrique. Les câbles sont organisés correctement et chacun d'entre eux est également identifié avec un marquage individuel (si tous les constituants sont correctement identifiés avec des marquages conformes et adaptés, le risque d'erreur dans les branchements est considérablement réduit). Des portes-fusibles ont été prévus pour les deux pôles et pour chaque câble. Il y a également des parasurtenseurs, ceux-ci étant nécessaires pour protéger les composants électroniques contre les effets de la foudre. Les barres positives et négatives sont bien identifiées à l'aide d'étiquettes et sont rendues inaccessibles par une vitre de protection pour éviter tout contact direct, vitre qui est également munie d'un marquage avertissant des risques de choc électrique.

Néanmoins, trois améliorations pourraient être apportées (voir Image 120 –pratique W14, page 68). Tout d'abord, il manque une fiche de renseignements donnant les détails sur l'emplacement des modules et des câbles qui arrivent dans ce coffret. Ensuite, dans le coffret primaire, les câbles positifs et négatifs venant des modules sont trop proches. La séparation est insuffisante pour éviter tout risque de court-circuit et il subsiste un risque de contact direct en cas de défaillance d'un porte-fusible ou de mouvement impromptu d'un câble. Finalement, dans le boîtier secondaire, il n'y a pas d'interrupteur-sectionneur, ce qui est nécessaire pour permettre une coupure en charge. En dépit de ces améliorations possibles, ces coffrets sont très proches de l'agencement idéal.

Image 118.

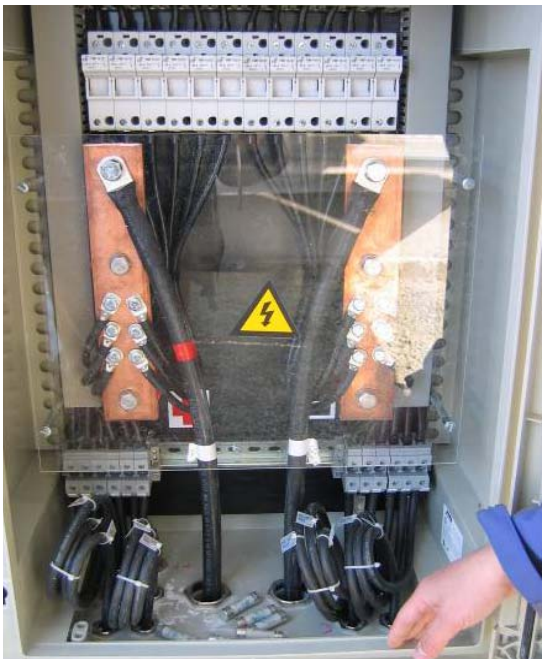

Image 119.

Câbles et raccordements

Les coffrets de raccordements doivent contenir tous les éléments nécessaires.

Le coffret montré sur l'Image 120 intègre bien les améliorations décrites précédemment. Sur la face intérieure de la porte, il y a une fiche qui indique clairement l'emplacement des panneaux photovoltaïques raccordés à ce coffret. Les câbles positifs et négatifs sont facilement identifiables via leur couleur et sont convenablement distancés pour éviter les risques de courts-circuits ou de défauts, et pour permettre un placement sécurisé. Enfin, il y a un interrupteur-sectionneur permettant une coupure du circuit lorsque celui-ci est en charge (composant gris/blanc dans le coin supérieur-droit du coffret). La seule amélioration qui pourrait être envisagée dans ce coffret serait d'y inclure également des portes-fusibles pour les câbles de polarité négative, ce qui permettrait de pouvoir isoler les deux pôles (voir Image 114 –pratique W9, page 63–, ainsi que les Images 118 et 119 –pratique W13, page 67).

Image 120.

3.4. Les panneaux photovoltaïques.

Qualité et intégrité des modules

La dégradation initiale induite par les premiers rayonnements solaires (LID - Light Induced Degradation) doit être prise en compte dans les prévisions de production.

Certains défauts présents dans les cellules solaires, comme dans d'autres composants des modules photovoltaïques, défauts issus des processus de fabrication, peuvent engendrer une réduction des performances de ces panneaux. Seulement quelques années (voir quelques mois, ou même quelques semaines) après la mise en service des modules PV, des problèmes sous-jacents au cœur des cellules solaires peuvent apparaître. L'un de ces problèmes est l'effet LID (réduction des performances suite aux premiers rayonnements solaires arrivant sur le module). Il s'agit d'une réaction qui se produit entre des atomes d'Oxygène (présents sous forme résiduelle au sein du réseau cristallin de silicium) et des atomes de Bore (présents suite au dopage du silicium), ce qui provoque une réduction de la puissance nominale typiquement comprise entre 1% et 4%. Cet impact se fait ressentir dès les premières heures d'exposition des modules PV au rayonnement solaire. Cet effet est typique des cellules PV de type P, dopées au Bore, et ne peut malheureusement pas être évité (les cellules de type N ne sont pas affectées par le LID). Par conséquent, cette dégradation doit être prise en compte dans la performance du panneau et pour le calcul des productions d'énergie, comme le montre l'Image 121.

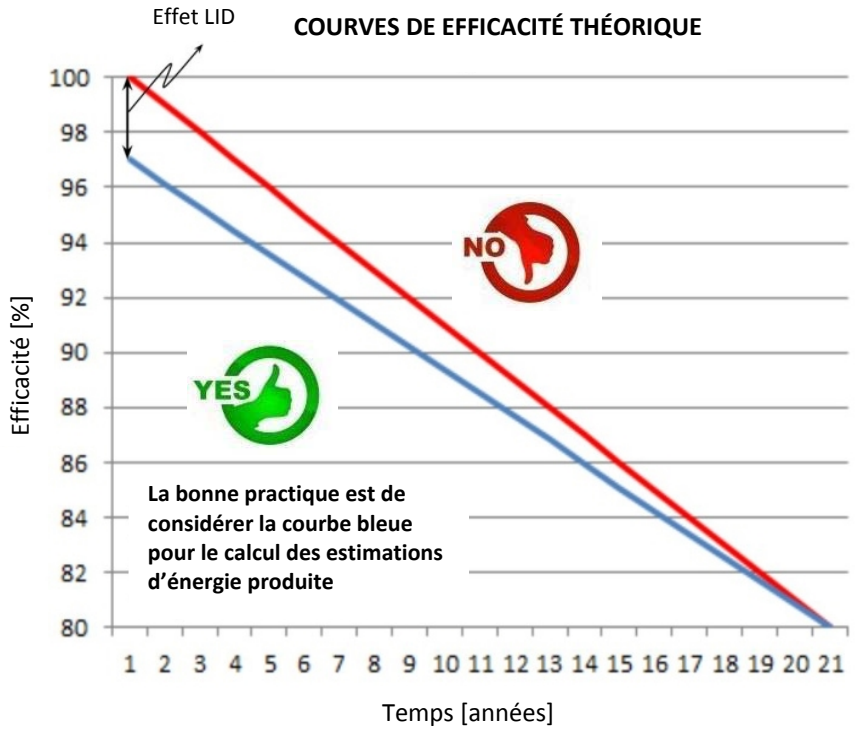

Image 121.

Qualité et intégrité des modules

La garantie offerte par le fabricant devrait inclure les dégradations provoquées par l'effet PID (Potential Induced Degradation) sur les modules photovoltaïques..

Un autre problème possible est l'effet PID (dégradation induite par la tension). En fonction de la technologie de la cellule et du matériau utilisé pour l'encapsulation, une migration d'ions Na+ venant de la surface du verre peut entraîner une réduction des performances du module photovoltaïque. Les fabricants de modules photovoltaïques devraient normalement effectuer des tests de vieillissement accéléré dans un laboratoire de test pour déterminer la sensibilité de leurs produits face à ce PID, et la garantie du module devrait indiquer les dommages potentiels pouvant en découler. L'Image 122 montre la photographie, prise en électroluminescence, d'un module gravement touché par le PID. Les cellules complètement noires sont des cellules court-circuitées à cause du PID. Ce phénomène peut être évité avec les modules photovoltaïques nécessitant une mise à la terre du pôle négatif de l'onduleur (si les modules concernés sont des modules au silicium traditionnels. D'autres types de modules pourraient par contre avoir besoin d'une mise à la terre du pôle positif) et ce, en utilisant des onduleurs isolés galvaniquement. Des systèmes annexes peuvent réduire les effets du PID, mais leur efficacité n'a pas encore été réellement confirmée. La mise en œuvre d'une telle solution corrective doit être validée par un bureau d'études spécialisé.

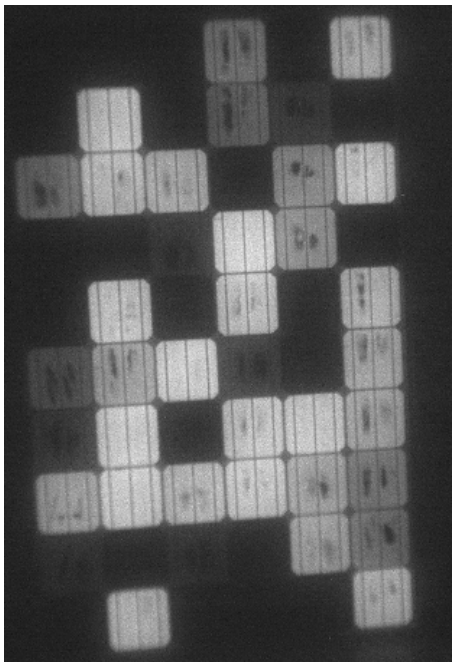

Image 122.

Qualité et intégrité des modules

Les modules photovoltaïques doivent être protégés contre les chocs et les vibrations pour éviter l'apparition de microfissures (micro-cracks).

Les cellules des modules photovoltaïques doivent être exemptes de micro et de ''macro''-fissures. Les microfissures sont provoquées par des vibrations et des chocs. Elles peuvent drastiquement réduire les performances du module PV au fil du temps. Elles sont généralement invisibles à l'œil nu et nécessitent des tests d'électroluminescence pour pouvoir être détectées. Sur l'Image 123, les microfissures sont bien perceptibles par les zones sombres qu'elles créent. Une mauvaise manipulation ou un transport ''agressif'' des modules peut provoquer l'apparition de ces microfissures, alors qu'à la sortie d'usine, ces modules étaient sans défaut.

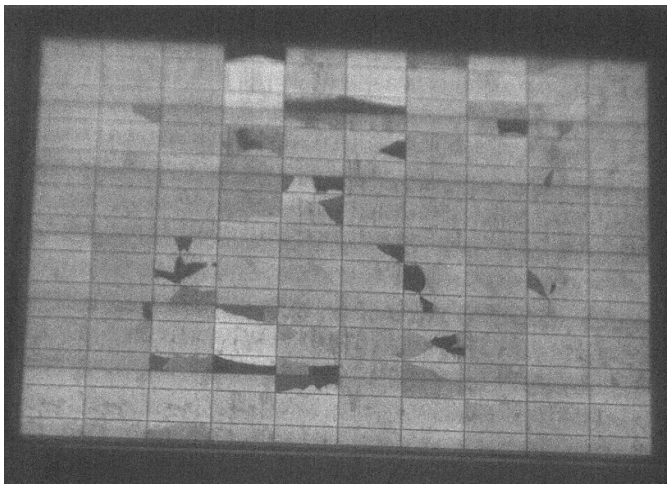

Image 123.

Les microfissures peuvent initialement ne pas avoir d'effet direct sur la production d'énergie. Par contre, elles peuvent être à l'origine d'apparition de points chauds au sein même des modules. Ces points chauds pourraient atteindre des températures élevées imprévues (pouvant dépasser les 100ºC) dès les premiers mois de fonctionnement. Ces températures élevées peuvent, par exemple, provoquer le bris de la couche de verre suite à des contraintes internes issues de la dilatation thermique de matériaux différents (Image 124).

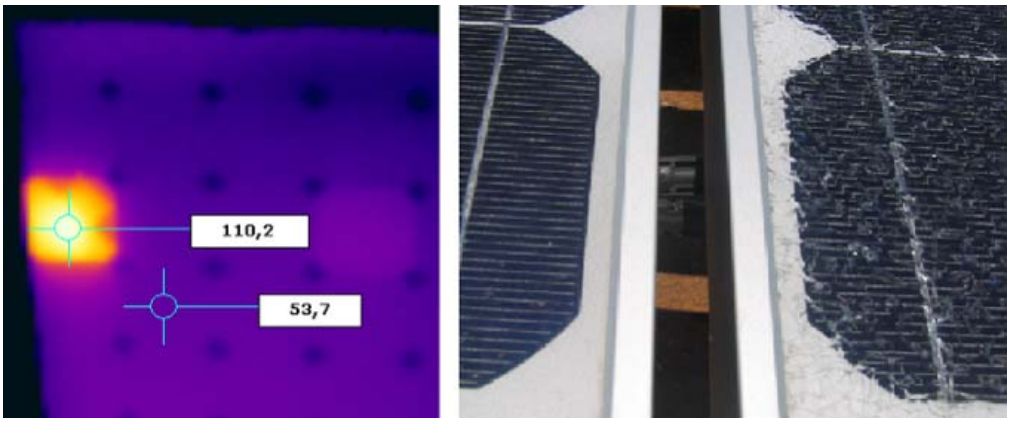

Image 124.

Qualité et intégrité des modules

Les modules PV doivent être transportés et installés dans des bonnes conditions afin d'éviter des cassures et autres dommages.

Des cassures au niveau du verre peuvent être provoquées pendant la phase de construction, avant même que les panneaux soient montés sur les structures portantes. Souvent, ces dommages sont provoqués au moment où les modules sont sortis de leur emballage et sont laissés sans protection, comme montré sur les Images 125 et 126. Il est fortement recommandé de conserver les modules PV dans leur boîte de transport jusqu'au moment où ils seront effectivement montés sur les structures portantes.

Image 125.

Image 126.

Qualité et intégrité des modules

Les modules PV doivent être inspectés régulièrement pour repérer les dommages potentiels.

D'autres problèmes peuvent survenir sur les modules PV pendant les premiers mois ou années d'utilisation. Parmi ces problèmes, on trouve notamment le jaunissement de l'EVA (Image 127) ou le phénomène de snail trails (Image 128). Parfois (et bien que l'impact réel n'ait pas réellement été quantifié), ces défauts réduisent les performances des modules. L'énergie produite s'en voit alors réduite. Des inspections périodiques doivent être programmées pour contrôler les modules et éventuellement prévoir le remplacement de ceux qui ne remplissent plus les standards de qualité garantis par le fabricant.

Image 127.

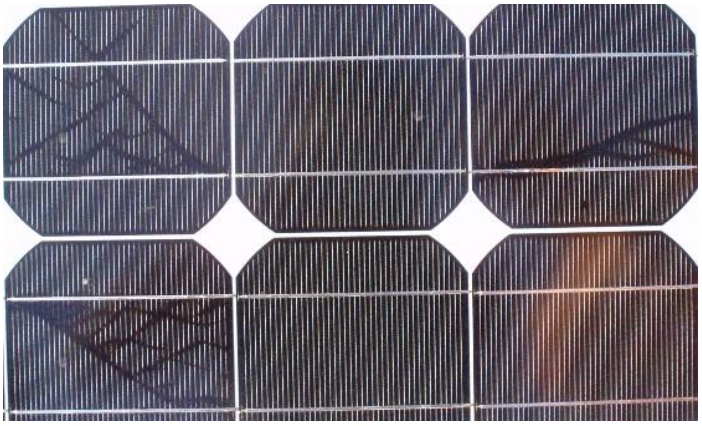

Image 128.

Suiveurs solaires et orientation

Les suiveurs solaires doivent être bien orientés.

Une manière d'augmenter la quantité d'énergie produite par la centrale PV est d'installer les modules sur des suiveurs solaires (trackers). Les modules sont ainsi constamment orientés directement vers le soleil. De cette manière, l'irradiation solaire captée est plus importante que dans le cas des modules fixes. Mais il faut bien entendu que les suiveurs solaires orientent correctement les panneaux, sinon on ne profite pas pleinement des capacités de la technologie PV installée.

Sur l'Image 129 (en condition de ciel dégagé), on peut voir que les différents suiveurs solaires ont des orientations différentes. Cela signifie que seulement certains d'entre eux sont bien orientés vers le soleil, tandis que les autres afficheront des pertes supplémentaires dues au fait que les modules ne sont pas orientés de manière optimale. Sur l'Image 130, trois structures ne sont pas du tout bien orientées, provoquant en complément des pertes additionnelles dues au fait que les panneaux situés derrière elles sont ombragés. Dans les deux situations, le dispositif d'automatisation doit être vérifié pour assurer une bonne synchronisation entre les suiveurs solaires et pour éviter les pertes additionnelles.

Image 129.

Image 130.

Les Images 131 et 132 montrent des suiveurs solaires qui sont correctement orientés vers le soleil. Il n'y a qu'une faible, voire aucune, déviation entre eux, preuve qu'ils fonctionnent de façon optimale.

Image 131.

Image 132.

Suiveurs solaires et orientation

Des outils simples peuvent être utilisés pour vérifier l'orientation.

Les éventuelles erreurs de positionnement des suiveurs solaires (comme sur les images précédentes) peuvent être détectées et mesurées visuellement. Pour ce faire, on peut utiliser une méthode précise avec un objet fabriqué simplement, comme montré sur les Images 133 à 135. En le posant sur un module, l'ombre faite par la tige permet de déterminer l'écart d'orientation du suiveur solaire et donc, s'il fonctionne correctement. Au plus l'ombre est petite, au plus il peut être conclu que le fonctionnement et le réglage du suiveur sont corrects. Dans le cas des structures portantes qui ne suivent pas complètement le rayonnement direct et perpendiculaire du soleil (cas des suiveurs à un axe azimutal, horizontal ou polaire), une longueur d'ombre maximale admissible peut être établie.

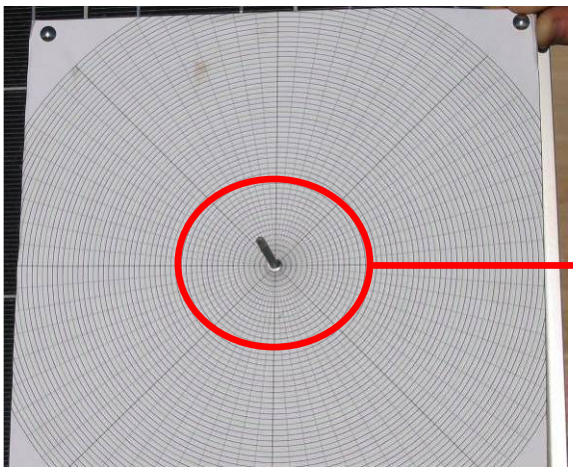

Image 133.

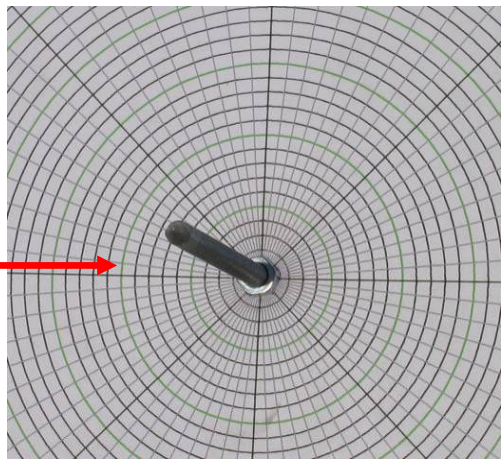

Image 134.

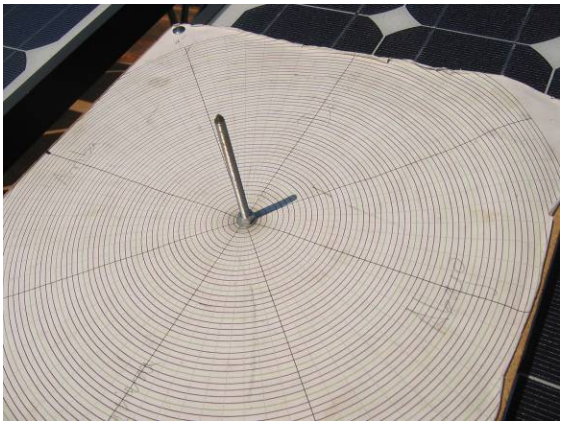

Image 135.

Position des modules et ombrage

La distance entre les lignes de modules doit être suffisamment grande pour éviter l'ombrage d'une rangée sur l'autre.

L'ombrage est une considération à prendre en compte non seulement pour les installations avec des suiveurs, mais également pour les installations fixes et ce, avant que la construction ne commence. La distance entre deux rangées doit être telle que l'ombre projetée par ces rangées ait un effet minimal sur la production d'énergie. Il peut en effet y avoir des pertes par ombrage si l'influence de l'interdistance et de l'inclinaison des modules n'a pas été bien considérée. Ce problème est perceptible sur l'Image 136. La photo est prise à midi en hiver (saison critique pour l'ombrage dans les installations statiques, car le soleil est au plus bas dans le ciel). La rangée de devant fait de l'ombre sur celle de derrière. L'Image 137 montre une installation où il y a une interdistance correcte entre les rangées, ce qui permet d'éviter les projections d'ombre sur les panneaux.

Image 136.

Image 137.

Evidemment il y a une relation entre l'interdistance entre les rangées, l'occupation de l'espace disponible et la productivité. Si l'interdistance est grande, la surface totale nécessaire pour obtenir la même puissance est plus importante. Il y aura cependant moins d'ombre et une meilleure production d'énergie. Des outils de simulation spécifiquement étudiés pour cet usage peuvent aider à trouver, pour des conditions de site données, le design optimal.

Position des modules et ombrage

Les installations sur bâtiment doivent être correctement situées pour ne pas subir l'impact de l'ombrage de l'environnement

Les installations sur toiture sont plus soumises à de l'ombrage que les champs PV. Une bonne étude, précise et détaillée, est indispensable pour prendre en compte non seulement l'ombrage issu des rangées de modules mais également l'ombrage provoqué par les bâtiments environnants, arbres, éléments de façade, de toiture, etc. Les performances de l'installation ne seront bonnes que si une telle étude d'ombrage est réalisée et correctement prise en compte au moment de la réalisation pratique. l'Image 138 montre une installation PV qui est installée sur un toit. L'impact de la toiture haute n'a pas été pris en compte, et pendant les heures de midi en été, des ombres sont projetées sur plusieurs modules de la dernière rangée du bas. Les performances de l'installation PV sont donc réduites, comme le démontre l'Image 139. L'impact de l'ombrage partiel est remarquable car, en plus de la diminution de l'énergie solaire reçue, l'onduleur pourrait ne pas se caler sur le bon point de puissance maximale, ce qui réduirait d'autant plus la production. Pour éviter ce dernier effet, un onduleur avec une option de balayage sur la plage entière de puissance maximale aurait pu être choisi. L'Image 140 montre un graphe de puissance d'une série de modules qui n'est pas impactée par de l'ombrage.

Image 138.

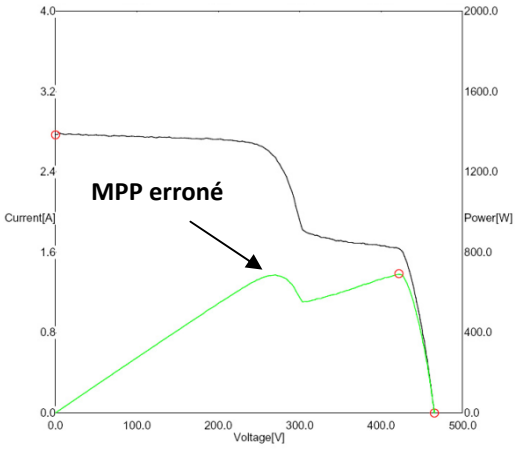

Image 139.

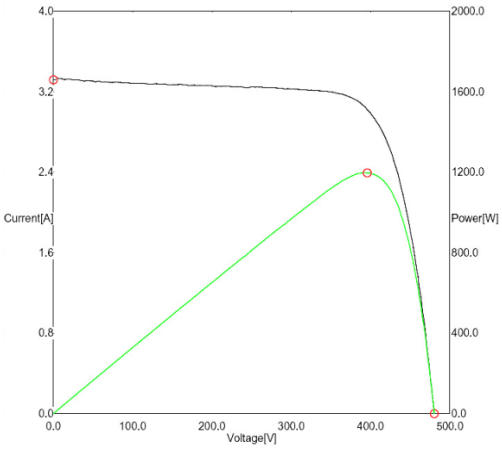

Image 140.

Position des modules et ombrage

Les installations PV doivent être exemptes de végétation.

La végétation qui pousse à la base des modules PV diminue non seulement la production mais augmente aussi le risque de dégradation des modules sur lesquels elle projette de l'ombre. L'Image 141 montre un exemple de module qui est partiellement ombragé par une plante. En conséquence, les cellules ombragées sont plus chaudes que les autres cellules du même module (près de 20°C de différence selon la thermographie, Image 142). Si cela n'est pas corrigé, (en coupant la plante, par exemple), ces cellules se dégraderont rapidement et pourront atteindre des niveaux de température plus élevés, pouvant dépasser les 100°C. Cela aura pour cause possible la rupture du verre du module. Après que la plante ait été coupée (thermographie de l'Image 143), la cellule retrouve sa température normale après quelques minutes. La végétation encore visible sur la thermographie ne projette aucune ombre sur le module car elle est située derrière lui. Elle permet cependant de montrer qu'il s'agit bien du même module.

Voir également les commentaires liés aux Images 87 à 90 – pratique S18, page 50.

Image 141.

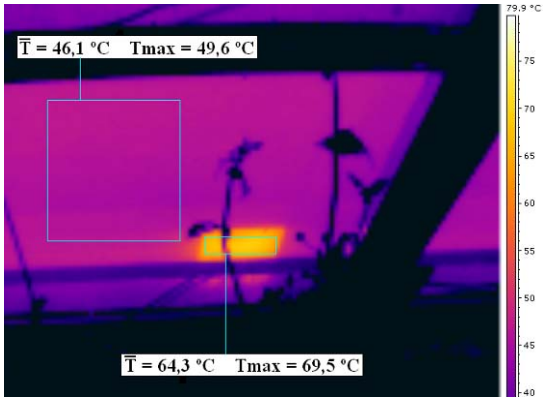

Image 142.

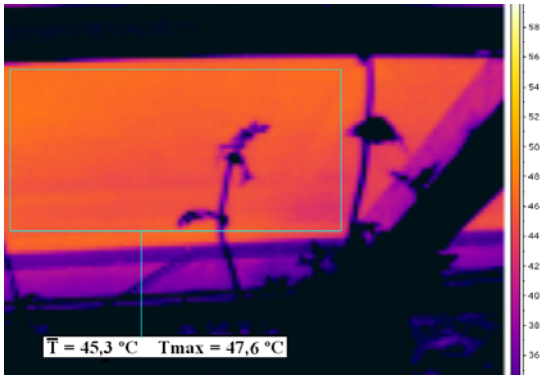

Image 143.

Poussière, sable et salissure

Les modules PV devraient être continuellement maintenus dans un bon état de propreté pour optimiser la production. Ils devraient être nettoyés manuellement si l'effet de la pluie n'est pas suffisant.

La problématique de la saleté sur les modules PV doit être prise en compte, surtout lorsque l'installation PV est proche d'une source de poussière, comme par exemple une usine, ou proche d'une plage ou d'un désert. Selon l'environnement, la pluie peut ne pas être suffisante pour garder les surfaces propres. Les pertes dues au salissement peuvent atteindre 20%, ou plus dans le cas de l'Image 144 où l'installation est proche d'une plage. Dans de tels cas, le nettoyage des modules doit être planifié selon le degré d'accumulation des poussières qui engendrent une baisse conséquente de la production d'énergie. Au fond de l'Image 144, on peut voir des personnes occupées à nettoyer les modules. Cependant, ce nettoyage aurait dû être planifié bien plus tôt pour éviter d'en arriver à un tel salissement. Il ne faut pas utiliser aveuglément d'agents chimiques pour nettoyer les modules car ceux-ci peuvent réagir avec le revêtement du verre, risquant ainsi de l'endommager de façon permanente.

L'Image 145 montre un autre cas de salissure pour une installation proche d'usines.

Image 144.

Image 145.

Poussière, sable et salissure

Les modules PV devraient être continuellement maintenus dans un bon état de propreté pour optimiser la production. Ils devraient être nettoyés manuellement si l'effet de la pluie n'est pas suffisant.

Les chemins non asphaltés ou en terre représentent une source fréquente de salissures dans les installations PV. Les voitures et camions qui passent sur ces routes projettent de la boue ou soulèvent de la poussière qui retombe ensuite sur les modules. Ceci augmente donc les pertes par salissement. Pour éviter cela, il faut limiter la vitesse des véhicules circulant sur le site de l'installation. Si la route en terre ne fait par contre pas partie de l'installation, on peut réduire les salissures en prévoyant des écrans
(haies, muret le long du chemin,…).

Image 146.

Image 147.

Poussière, sable et salissure

Les modules PV devraient arriver de l'usine de fabrication dans un bon état de propreté, sans particule ni résidu à la surface de verre.

L'Image 148 montre des modules PV qui ont été installés alors qu'ils étaient encore couverts de résidus de silicone sur le verre, résidus provenant du processus de fabrication (ce qui crée une surface légèrement collante). La couche de silicone a permis à la poussière de se coller au verre du module, ayant pour conséquence l'augmentation de la salissure et une diminution de la quantité de lumière captée par les cellules PV. Les modules doivent arriver de l'usine de fabrication dans un parfait état de propreté, sans particule ni résidu adhérant à la surface de verre. Si ce n'est pas le cas, ils doivent être nettoyés directement pour éviter les pertes à cause des salissures. Le problème doit aussi être signalé au fabricant afin qu'il puisse y remédier par la suite.

Image 148.

Poussière, sable et salissure

Les modules PV ayant une faible inclinaison doivent être nettoyés plus souvent pour éviter l'accumulation de saleté laissée par l'évaporation des eaux au niveau du bord inférieur.

Les installations PV réalisées sur toiture ont parfois un angle d'inclinaison faible. Cette disposition peut causer une accumulation de poussières quand l'eau de pluie nettoie la surface du module, s'accumule au point bas et s'évapore finalement. La poussière occupe alors une petite surface et quelques cellules sont partiellement obstruées (Image 149 et gros plan en Image 150). En plus de la perte d'énergie qui y est associée, il y a un risque de dégradation prématurée des cellules obstruées par création d'un point chaud (Image 142 –pratique G10, page 80). Ce problème peut être quelque peu minimisé si les modules sont tournés dans le sens tel que le bord présentant l'espace le plus large entre les cellules et le cadre est positionné vers le bas. Il est cependant évident qu'il est préférable de nettoyer périodiquement les modules. Dans tous les cas, un angle minimal de 15° est recommandé.

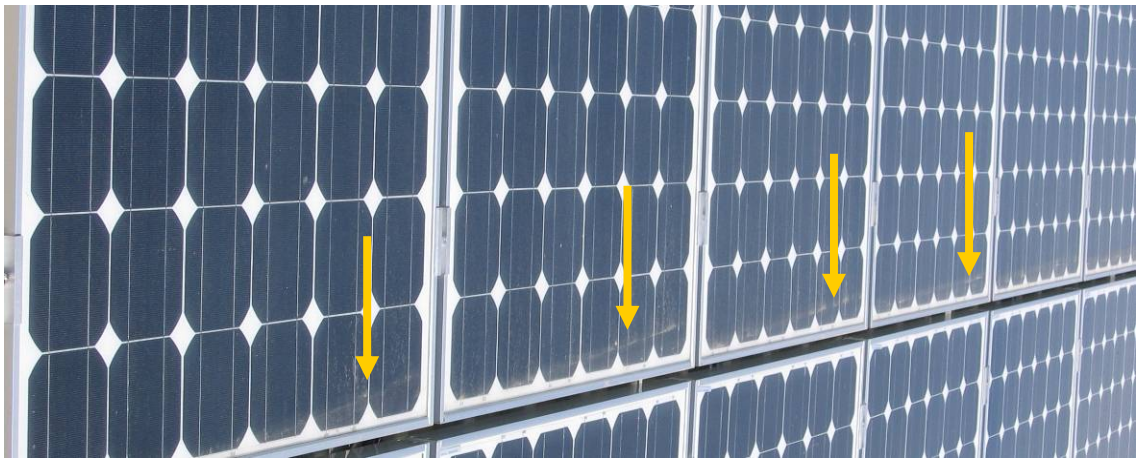

Image 149.

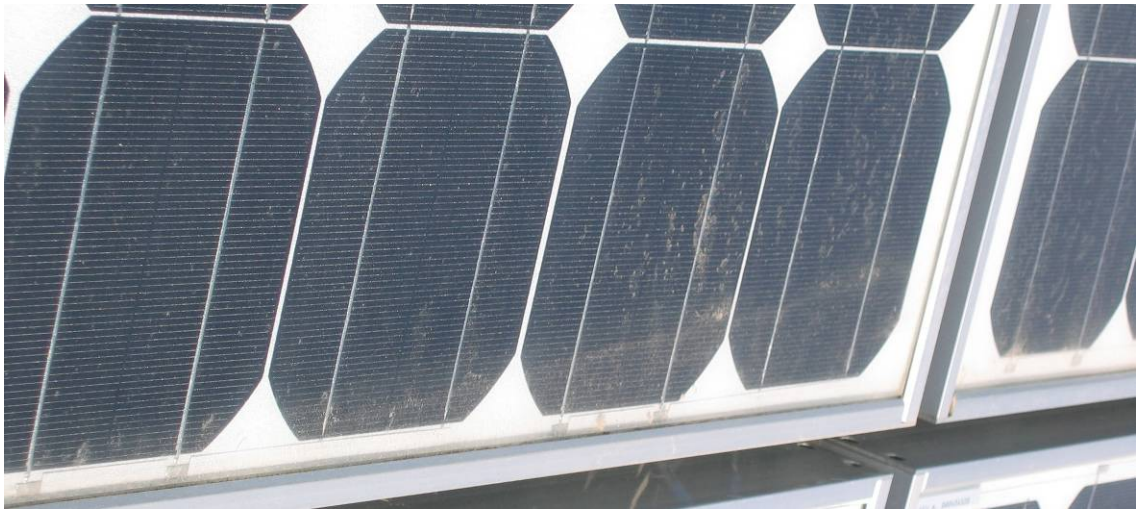

Image 150.

Protection contre les oiseaux

Des dispositifs gênant les oiseaux peuvent être installés au sommet des modules les plus élevés.

Une bonne pratique est d'installer des dispositifs gênant les oiseaux au somment des modules les plus hauts d'une installation et ce, afin d'empêcher ces oiseaux de s'y percher et d'y salir les modules (déjections). Ceci est particulièrement utile sur les suiveurs solaires où les modules supérieurs sont tellement hauts qu'ils sont difficiles à nettoyer. C'est également le cas pour les installations en toiture où les modules sont difficiles d'accès. Les Images 151 et 152 montrent deux types possibles de protections contre les oiseaux.

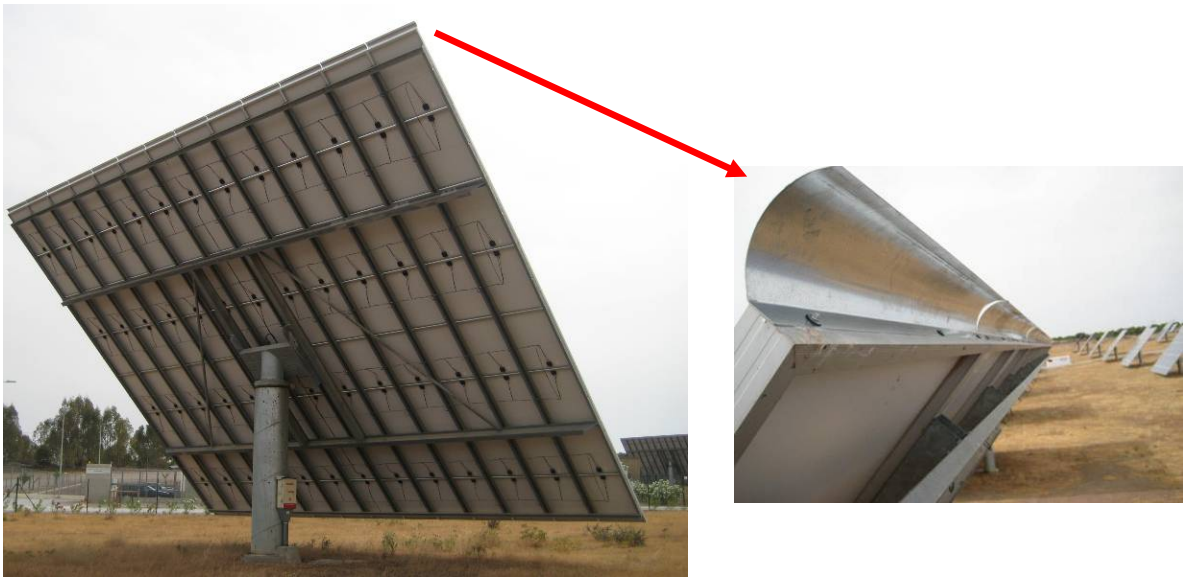

Image 151.

Image 152.

Mise à la terre des cadres

Tous les modules doivent être mis à la terre de façon indépendante.

Pour avoir une mise à la terre correcte, les cadres de modules doivent être interconnectés ou reliés entre eux en utilisant des câbles de terre fixés par des boulons et écrous et ce, via les trous dans le cadre spécialement prévus à cet effet. Dans le cas contraire, la protection de surface des cadres empêche d'avoir un contact électrique franc. Un simple contact physique entre le cadre du module et la structure portante n'est donc souvent pas suffisant pour assurer une bonne mise à la terre.

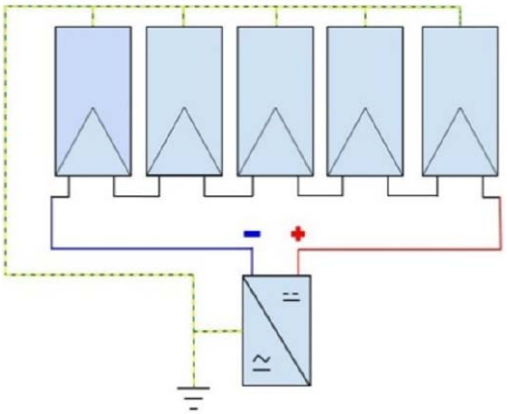

Image 153.

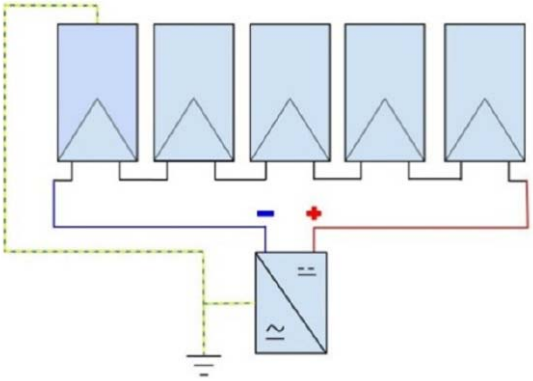

Image 154.

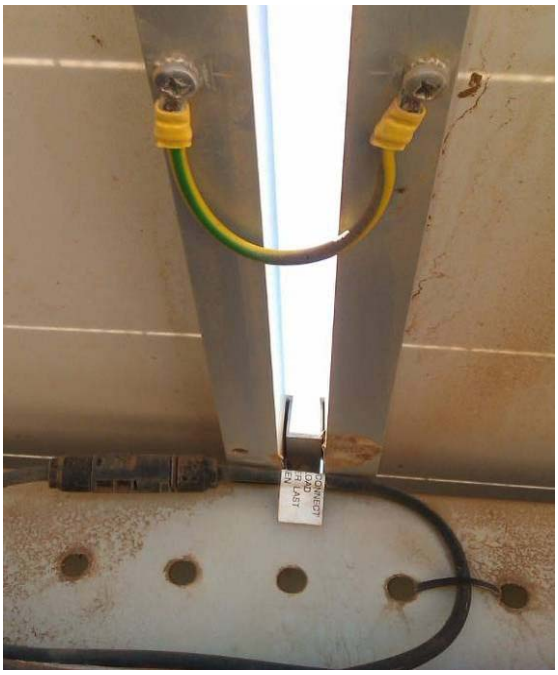

Image 155.

Connexion des câbles

Les connecteurs doivent être compatibles afin d'avoir de bonnes connexions.

Les modules PV sont reliés électriquement entre eux en utilisant les connecteurs présents en sortie d'usine. Les connecteurs successifs doivent être du même modèle, voir du même fabricant, pour être sûr d'avoir au final une bonne connexion. Bien que différents modèles puissent sembler être compatibles, les utiliser ensemble peut engendrer une mauvaise connexion interne pouvant, à son tour, créer des arcs électriques et brûler ces connecteurs. C'est le cas des Images 156 et 157. Ces modules ont des connecteurs de deux modèles différents. L'un est rond tandis que l'autre doit se clipper. Même si ces connecteurs donnent l'impression de s'assembler, il y a un risque d'arc électrique interne (voir page suivante).

Image 156.

Image 157.

Connexion des câbles

Les câbles doivent être correctement sertis aux connecteurs.

Il est important de s'assurer que les câbles sont bien sertis aux connecteurs, avec l'outil approprié, afin que l'âme de ces câbles soit bien électriquement solidaire de la fiche. Le calibre des connecteurs doit être en accord avec la section des câbles afin d'assurer l'imperméabilité et empêcher l'entrée de poussières. Si ces conditions ne sont pas respectées, vu les tensions en courant continu qui peuvent atteindre 1000V, les risques de pertes à la terre régulières, de courants de fuite et de chocs électriques sont multipliés. L'Image 158 montre un mauvais sertissage d'un câble dans un connecteur. L'âme du câble est même apparente. Les autres images montrent différentes mauvaises connexions. Sur l'Image 159, un connecteur a brûlé suite à un mauvais sertissage. C'est d'ailleurs probablement le résultat auquel on doit s'attendre pour la situation des Images 160 et 161, si le problème n'y est pas vite réglé. La photo et la thermographie montrent que le mauvais sertissage a pour conséquence un mauvais contact électrique entraînant une surchauffe du connecteur à plus de 100°C. Le connecteur risque de se dégrader rapidement et représente un réel risque de début d'incendie.

Image 158.

Image 159.

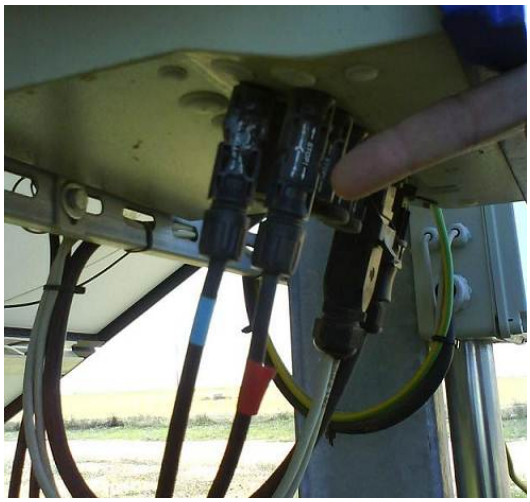

Image 160.

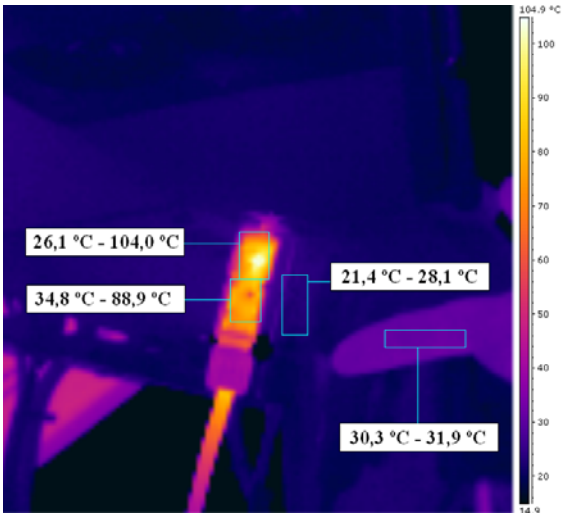

Image 161.

Connexion des câbles

Les câbles doivent avoir une longueur appropriée et ne pas devoir supporter leur propre poids.

Afin de garantir un bon fonctionnement de l'installation PV, les câbles doivent être ni trop longs, ni trop courts. Les câbles trop courts peuvent subir une tension d'étirement qui peut dessertir les connecteurs en cas de contraction de l'âme à basse température (Image 162). L'effet qui en résulte est le même que pour les connecteurs mal sertis au moment du chantier (voir pratique G18).

Image 162.

Par ailleurs, si les câbles sont trop longs (Image 163), ils peuvent avoir à supporter leur propre poids, ce qui doit être évité. Ils doivent alors être attachés à la structure (voir les images suivantes). Si ce n'est pas fait, des rafales de vent peuvent, par exemple, pousser les câbles contre des éléments contondants que la structure portante pourrait présenter, ce qui pourrait endommager leur protection. Les connecteurs peuvent aussi souffrir (arrachement progressif du sertissage) des mouvements continuels de balancements et de vibrations.

Image 163.

Connexion des câbles

Les câbles doivent avoir une longueur appropriée et ne pas devoir supporter leur propre poids (suite).

Afin de résoudre les problèmes décrits au point précédent, les câbles doivent être attachés via des supports adaptés (Image 164), ou placés dans des goulottes (Image 165). De cette manière, les dommages éventuels sur la protection externe des câbles sont évités, comme par exemple dans le cas où un câble est étranglé entre des éléments de structure qui sont coupants (Image 166), dans le cas où la gaine externe est coupée et enlevée (Image 167) ou le cas où un câble est courbé à un tel point qu'il peut surchauffer ou même se rompre (Image 168).

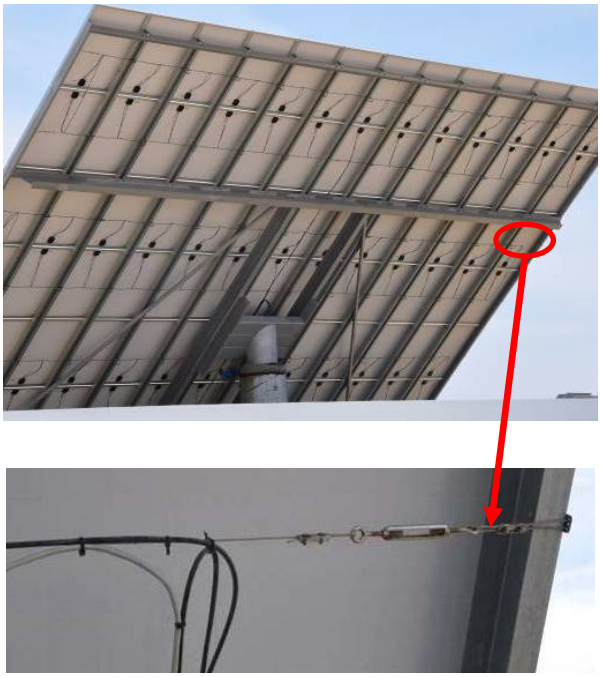

Image 164.

Image 166.

Image 167.

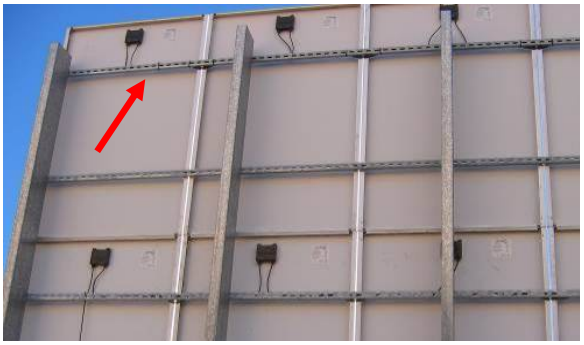

Image 165.

Image 168.

Connexion des câbles

La section des câbles doit être adaptée au courant plus important résultant de l'usage des connecteurs en Y.

L'utilisation de connecteurs en Y peut aider à réduire le nombre de boîtes de connexion DC à utiliser et donc, le coût qui y est associé. Cependant, utiliser un grand nombre de ces connecteurs en Y augmente les risques d'avoir de mauvais contacts électriques. De plus, les câbles venant en aval de ces connecteurs doivent peut-être avoir une section plus élevée que celle des câbles en amont, venant directement des modules. Ceci est à vérifier pour s'assurer que ces câbles sont correctement dimensionnés en fonction du courant à transporter jusqu'aux onduleurs (Image 169).

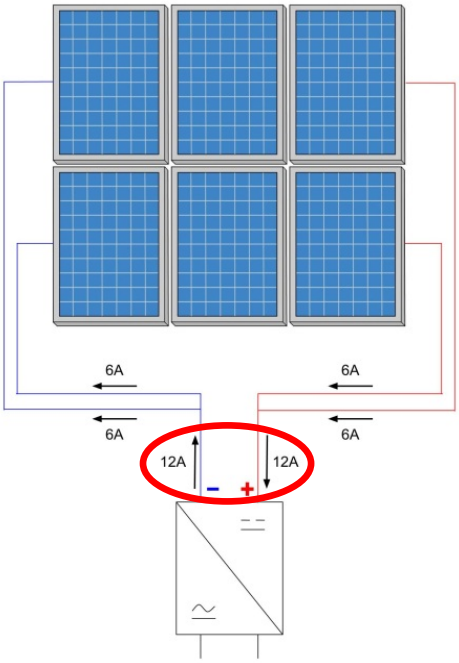

Image 169.

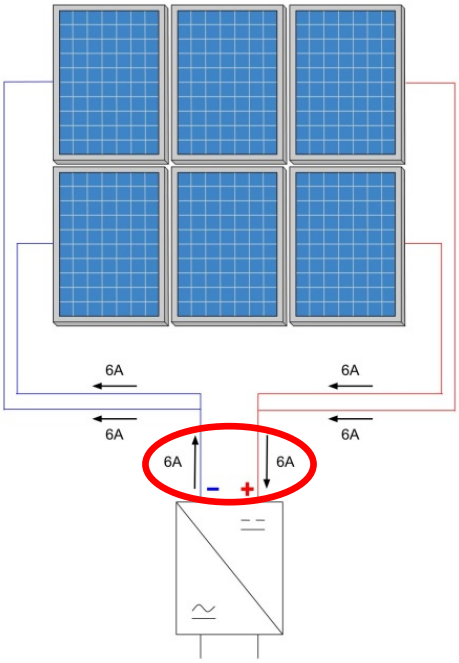

Image 170.

Protection contre les effets indirects de la foudre dans les câbles DC

Les câbles des deux polarités doivent être au maximum jointifs pour réduire les effets de boucle sur les séries de modules.

Les câbles positif et négatif d'une série de modules PV doivent être tirés de manière à réduire le plus possible la surface de la boucle dessinée par ces câbles, comme représenté sur l'Image 171. La tension induite par un flux magnétique d'intensité variable (ce qui est typiquement provoqué par la foudre) est proportionnelle à la surface de cette boucle. Dès lors, plus la boucle est grande, plus le risque de dégradation par surtension induite est augmenté. Il est certes possible, même conseillé, d'utiliser des dispositifs de protection contre cette tension induite, comme des parasurtenseurs, mais il reste cependant préférable de toujours respecter au maximum ce principe de réduction de la surface de boucle.

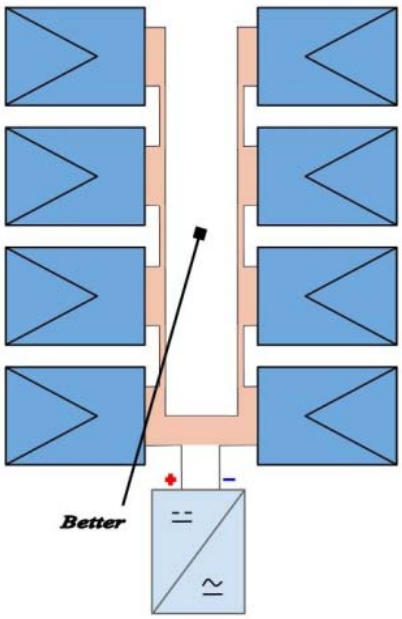

Image 171.

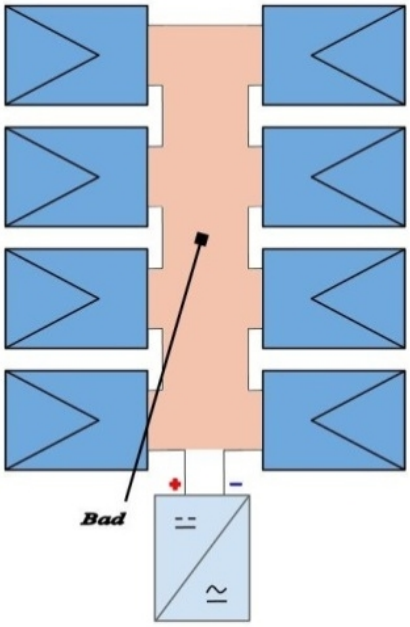

Image 172.

3.5. Les Onduleurs.

Placement

La zone de placement des onduleurs doit être faite en matériaux mécaniquement résistants et non inflammables.

Les onduleurs doivent être fixés sur des surfaces aptes à supporter leur poids et ce, pour leur durée de vie complète (Image 173). Le poids propre des onduleurs, celui du transformateur lorsqu'il est nécessaire et les éventuelles vibrations doivent être pris en compte pour cette vérification. Tous ces éléments peuvent en effet engendrer des charges importantes qui doivent rester supportables pour la surface de pose. Cette surface doit également être construite en matériaux ininflammables pour écarter tout risque de combustion par surchauffe des onduleurs. Par exemple, sur l'Image 174, la surface de pose est faite de bois, ce qui augmente notablement le risque d'ignition.

Image 173.

Image 174.

Placement

Les onduleurs refroidis par convection naturelle doivent être installés verticalement, dans des endroits ventilés et libres d'obstacles ou de parois.

La température des onduleurs augmente de façon significative lorsqu'ils sont en fonctionnement. Quand ils sont refroidis par convection naturelle, ils doivent être placés verticalement, avec un minimum d'obstacles pouvant gêner la circulation d'air et tout en respectant les spécifications du fabricant concernant les espacements minimaux (Image 175). Un non-respect de ces recommandations peut être à l'origine de surchauffes, ce qui réduit le rendement et la durée de vie des onduleurs (Image 176 et Image 177).

Image 176.

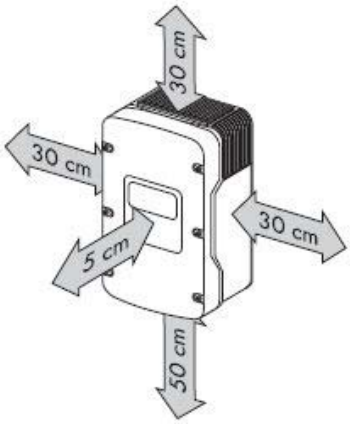

Image 175.

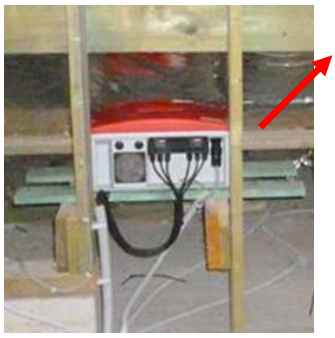

Image 177.

Refroidissement

Les onduleurs ne doivent jamais subir de transformation sans l'autorisation du fabricant.

L'Image 178 montre les suites de la ventilation inadaptée d'un onduleur qui était situé dans un local caractérisé par une circulation d'air limitée. Afin d'améliorer cette ventilation, le gestionnaire du champ solaire a pris l'initiative d'enlever la grille située sur le dessus de l'onduleur. Ceci avait en effet amélioré la ventilation et, en conséquence, les performances de l'onduleur. Cependant, la probabilité de dégradation de l'onduleur en a été augmentée. La protection offerte par cette grille ayant disparu, l'entrée de saletés a été nettement plus importante.

Une bien meilleure solution aurait été d'installer un système mécanique de circulation d'air comprenant, par exemple, des ventilateurs.

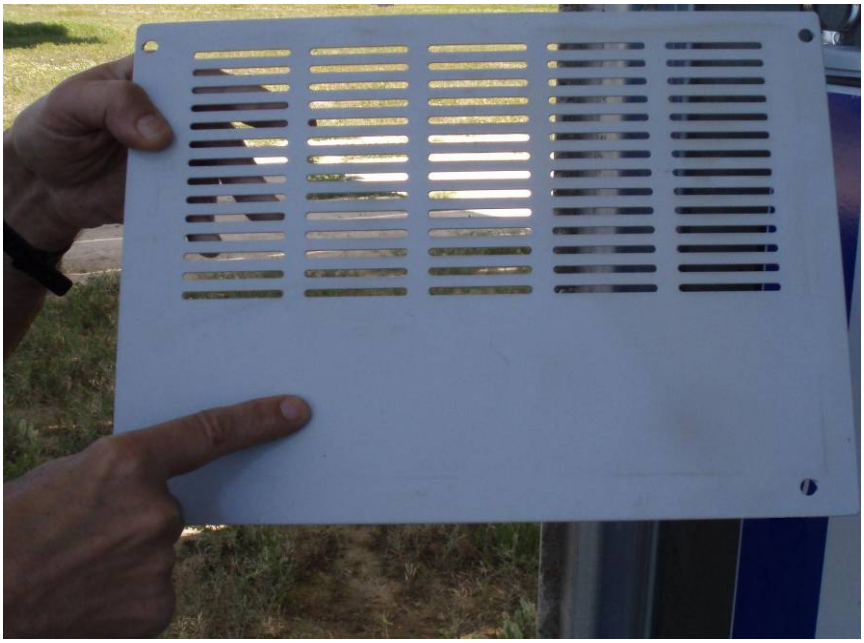

Image 178.

Refroidissement

Les onduleurs installés dans des constructions dédiées doivent être refroidis de manière correcte. Des ventilateurs et conduits d'aération doivent être placés si cela est nécessaire.

Les constructions qui abritent des onduleurs arrivent en général à des températures élevées et doivent donc disposer de leur propre système de ventilation. Cependant, le flux d'air peut ne pas atteindre les parties internes de l'onduleur. Dans ce cas, la température interne de l'onduleur peut dépasser la valeur maximale recommandée, causant ainsi une diminution du rendement. De plus, ces températures élevées peuvent faire déclencher une alarme de température menant à l'arrêt de l'onduleur. Une bonne pratique consiste à ajouter des ventilateurs ou des systèmes de circulation d'air qui refroidissent également les parties internes des onduleurs.

Sur l'Image 179, des conduites de ventilation ont été ajoutées au design même du bâtiment, celles-ci devant extraire l'air chaud présent à l'intérieur. Dans la construction (Image 180), on peut voir que ces conduites sont directement connectées aux onduleurs. L'air qui est chauffé dans ces onduleurs est directement aspiré vers le dehors, ce qui diminue au maximum la température de fonctionnement et permet d'atteindre de meilleurs rendements.

Image 179.

Image 180.

Refroidissement

Les onduleurs doivent être protégés du rayonnement solaire direct pour éviter les surchauffes.

Lorsqu'ils sont installés à l'extérieur et qu'ils sont exposés au rayonnement direct du soleil, les onduleurs risquent de fonctionner sous des températures fort élevées et, en conséquence, de voir leur rendement en être affecté négativement (Images 181 et 182). Si les onduleurs ne peuvent pas être abrités dans des bâtiments ventilés et qu'ils doivent être mis à l'air libre, il est fortement recommandé de les protéger avec une ''casquette'' (un toit) permettant d'éviter les surchauffes dues à l'exposition directe au rayonnement solaire (Image 183). Idéalement, les onduleurs devraient être placés sur une surface orientée en direction du nord[2] pour éviter ce problème. Ceci permettra d'éviter que la production d'électricité ne diminue. Il va de soi que la classe IP des onduleurs placés en extérieur doit être adaptée à leur situation.

Image 181.

Image 182.

Image 183.

[2] Dans l'hémisphère nord (orienté en direction du sud si on se trouve dans l'hémisphère sud).

Poussière, sable et salissure

Les prises d'air des dispositifs de ventilation doivent rester propres et sans poussières.

Certains onduleurs sont munis de ventilateurs ayant pour but d'augmenter le refroidissement et d'atteindre ainsi de meilleurs rendements. Ces ventilateurs peuvent cependant devenir inutiles s'ils ne sont pas correctement entretenus, comme c'est le cas sur l'Image 184. Ce local est rempli de poussières et les filtres des ventilateurs des onduleurs sont encrassés. Ces onduleurs souffrent donc d'une qualité de refroidissement et donc d'un rendement qui sont réduits.

Image 184.

Les borniers

Les borniers situés dans les coffrets de raccordement doivent être correctement placés afin d'éviter les mauvais raccords. La section des câbles de mise à la terre du côté DC et AC doivent être de minimum 6 mm².

Les câbles AC sur l'Image 185 sont des câbles rigides et ne sont pas correctement fixés au sein de la structure de l'onduleur. Ces câbles ont tous des longueurs différentes, certains étant trop courts. Les borniers ne sont pas alignés et les câbles ne sont pas verticaux. Ceci peut être la cause de mauvaises connexions avec, en conséquence, des risques de surchauffe (Image 107 –pratique W6, page 60) ou des risques d'incendie à cause de l'apparition d'arcs électriques à la base du bornier (Image 113 –pratique W8, page 62–; Image 115 –pratique W10, page 64–; Image 159 –pratique G18, page 88).

Les câbles de mise à la terre de la protection contre la foudre (parasurtenseurs) semblent être de trop faible section. Une règle générale est de choisir une section de câble de terre égale ou supérieure à la section de la mise à la terre du coté DC, avec un minimum de 6mm².

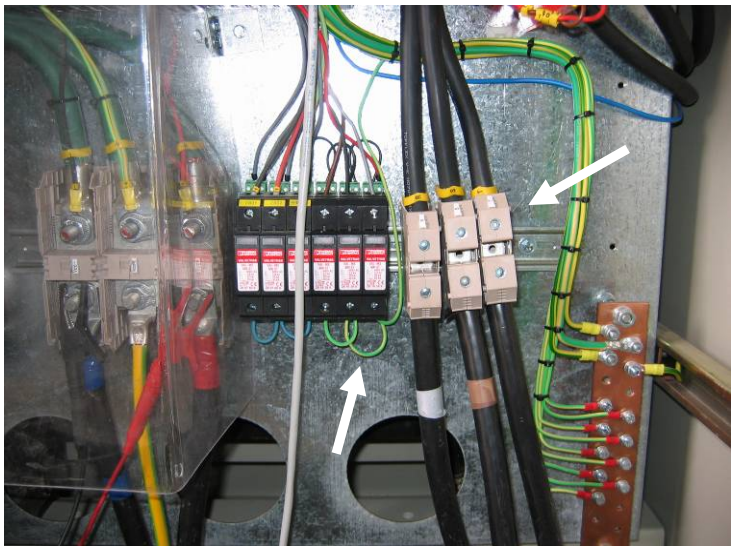

Image 185.

Les borniers

Câbles et fixations (borniers, cosses, …) doivent avoir des diamètres compatibles permettant d'obtenir une liaison et un sertissage corrects.

On peut voir sur l'Image 186 que le câble qui est connecté au bornier final de l'onduleur à une section qui impose l'usage d'un embout trop large et qui force les bords de la protection plastique. De plus, il ne peut pas être correctement serré par l'écrou.

Les borniers de l'onduleur, les embouts de câbles et les sections de ces derniers doivent bien être tous compatibles afin de s'assembler correctement. Dans le cas contraire, les connexions peuvent être mauvaises, risquant de causer dégradations, surchauffes, arcs électriques ou même un incendie à l'intérieur de l'onduleur.

Les Images 187 à 189 montrent des installations pour lesquelles les câbles, les embouts et les points de connexion sont compatibles et correctement liaisonnés. L'Image 188 montre aussi une plaque de méthacrylate qui a pour but d'empêcher tout contact direct avec les barres sous tension. Les connexions sont munies d'un marquage afin de contrôler visuellement si les boulons se sont desserrés après la mise en service (Image 109 – pratique W6, page 60).

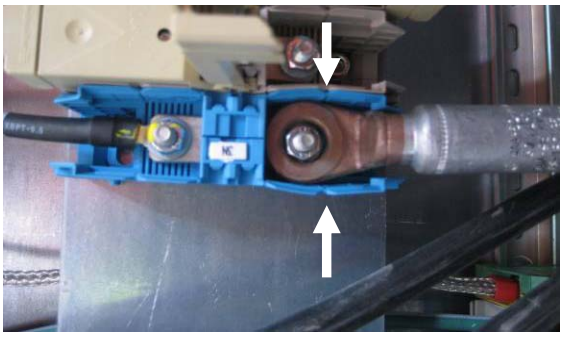

Image 186.

Image 187.

Image 188.

Image 189.

Les borniers

Les onduleurs doivent idéalement avoir une mesure de courant (ampèremètre) côté DC afin d'assurer une surveillance continue et un contrôle des performances.

L'Image 190 montre un onduleur qui comprend un capteur de courant toroïdal pouvant mesurer le courant DC. La mesure du signal du capteur est utilisée pour déterminer le courant DC arrivant, mais elle peut aussi être utilisée pour vérifier les performances de l'onduleur. La mise à disposition aisée de ces mesures est une bonne pratique car cela permet de faire revérifier les performances de l'onduleur par un laboratoire indépendant.

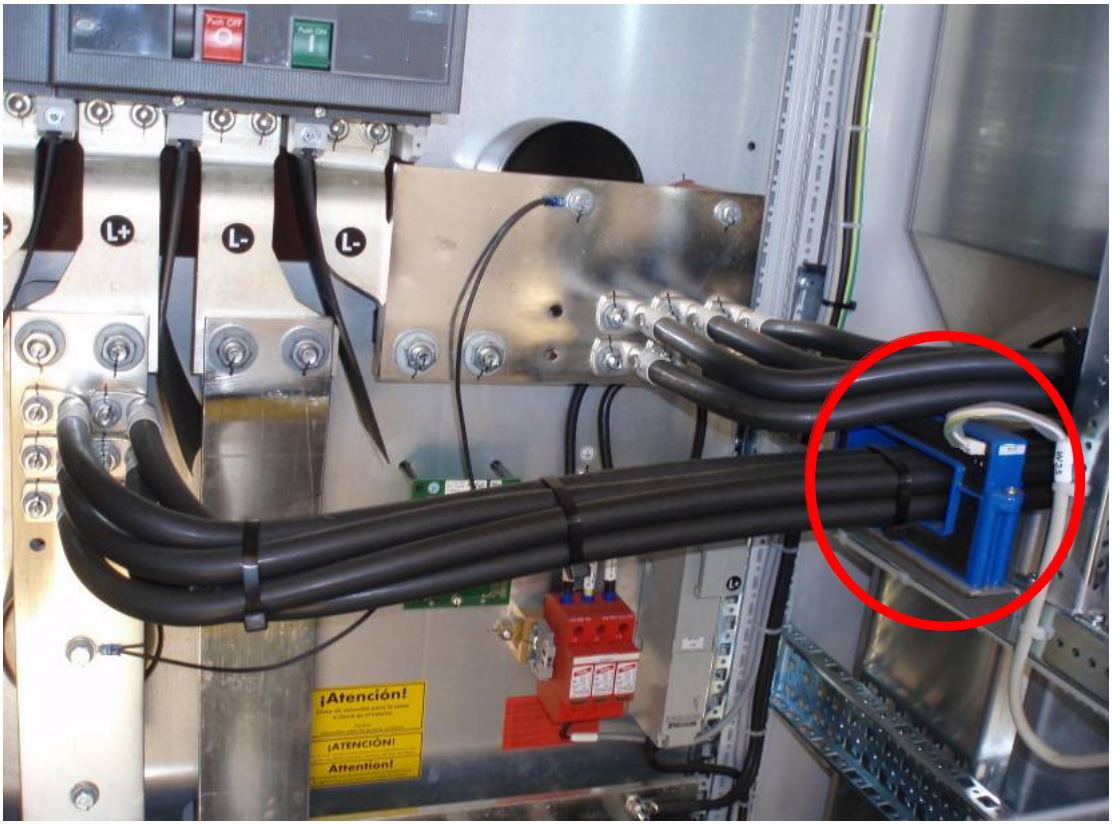

Image 190.

Extinction et allumage d'une installation PV

L'ouverture et la fermeture des circuits AC et DC d'une installation PV doivent être faites dans le bon ordre.

Autant que possible, pour effectuer l'extinction d'une installation PV, le côté AC doit être coupé avant le côté DC et ce, suite au risque d'arc électrique en cas d'ouverture d'un circuit DC en charge. Si ce n'est pas possible, le sectionneur DC de l'onduleur est normalement conçu pour protéger l'utilisateur mais cela doit néanmoins toujours être effectué avec précaution et seulement en cas de réelle urgence. Pour des installations de grande envergure (et spécifiquement si il y a présence de transformateurs MT/BT), des procédures bien spécifiques doivent être établies. Elles doivent bien entendu être scrupuleusement suivies par tous les opérateurs. En général, pour la mise en service, on ferme d'abord de circuit DC et ensuite le circuit AC. Pour l'extinction de l'installation, on ouvre d'abord le circuit AC et ensuite le circuit DC.

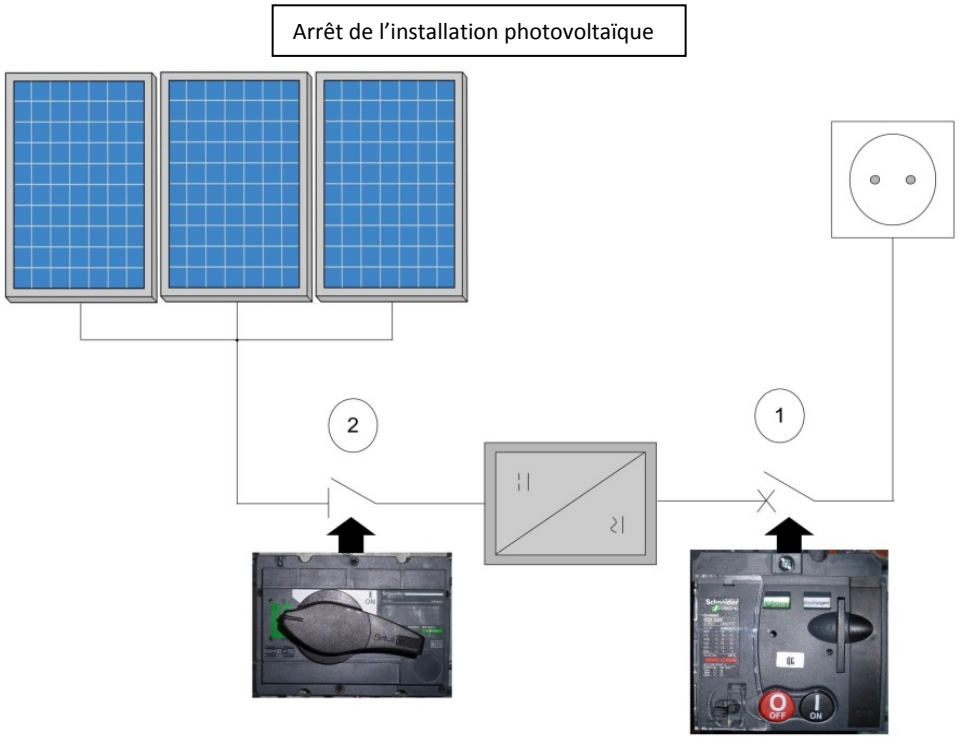

Image 191.

3.6. Surveillance des installations.

Capteurs d'irradiance

Les capteurs d'irradiance doivent être installés dans le même plan que celui des modules PV et ne doivent jamais subir d'ombrage.

Les capteurs d'irradiance doivent être installés dans le même plan que celui des modules PV afin de mesurer l'énergie solaire réellement reçue par ces derniers. Tout ombrage potentiel doit être évité afin que l'irradiance incidente sur le plan des panneaux PV soit correctement mesurée.

L'Image 192 montre le placement correct d'un capteur d'irradiance qui est exempt d'ombrage. L'Image 193 montre une situation où le capteur a été installé sous le plan des modules PV, ce qui n'est pas correct. L'ombre des modules est en effet projetée sur le capteur durant une partie de l'après-midi. Les valeurs mesurées d'irradiance sont donc faussées et ne correspondent plus à l'irradiance réelle qui est appliquée aux modules.

Image 192.

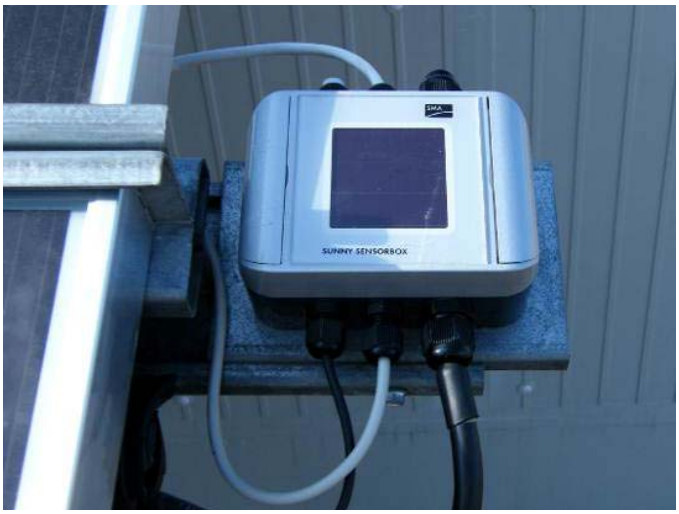

Image 193.

Capteurs d'irradiance

Pour permettre des études plus approfondies, plusieurs capteurs peuvent être placés sur le pourtour de la structure portante.

Lorsque des capteurs d'irradiance sont utilisés, une bonne pratique consiste à les placer en haut de la structure portante. On s'assure ainsi qu'une éventuelle ombre impactera les capteurs seulement si la totalité du groupe PV est ombragée. Placer plusieurs capteurs le long de la hauteur de la structure portante constitue une autre bonne option. Ceci permet d'analyser les variations d'irradiance à différents niveaux, comme cela a été fait sur le suiveur solaire de l'Image 194.

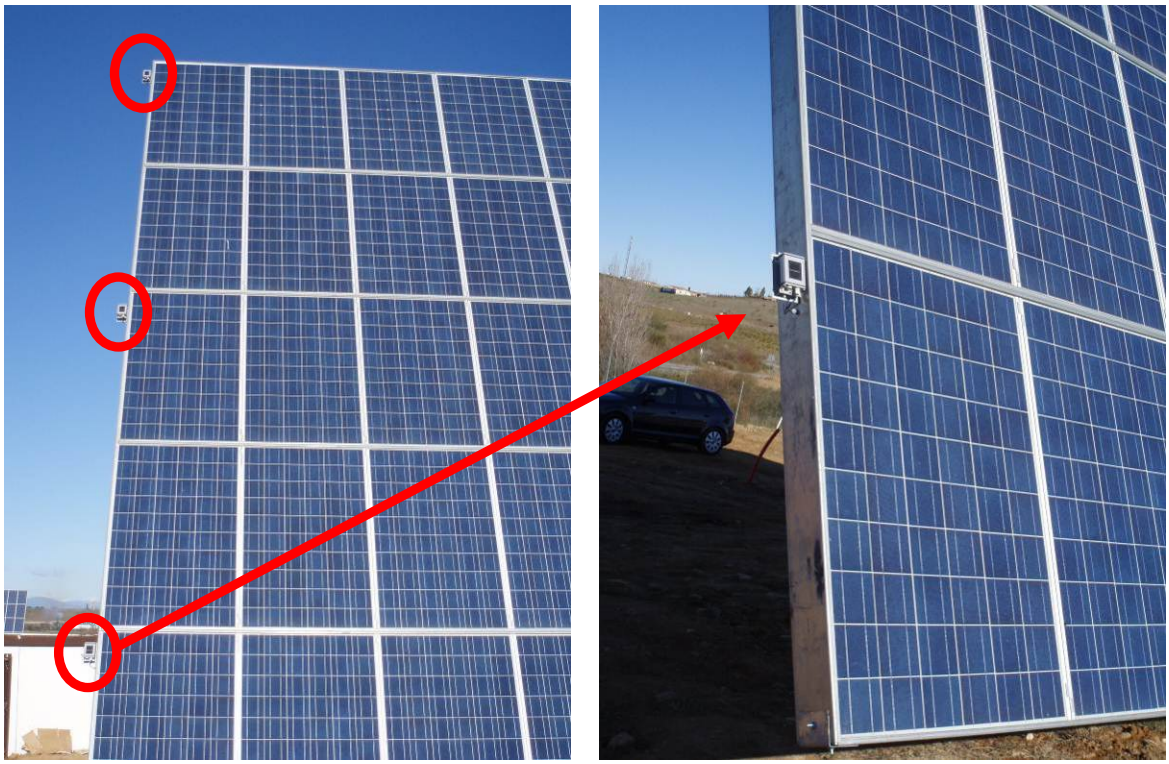

Image 194.

Capteurs d'irradiance et de température de cellule

Pour augmenter la précision, des modules complets, de technologie identique que celle des modules de production, pourraient être utilisés comme capteurs.

Couramment, le capteur d'irradiance est une simple cellule qui est de la même technologie que celle des modules PV (Image 195). Cependant, il est préférable d'utiliser un module PV calibré si on veut augmenter la précision. La raison en est simple: la réponse thermique, spectrale et angulaire du champ est plus proche de celle d'un module PV entier que de celle d'une cellule. L'Image 196 montre deux modules PV servant de capteur, l'un pour l'irradiance (en haut), l'autre pour la température (en bas).

Image 195.

Image 196.

Capteurs d'irradiance et de température de cellule

Pour augmenter la précision, des modules complets, de technologie identique que celle des modules de production, pourraient être utilisés comme capteurs.

Un module PV utilisé comme capteur d'irradiance est moins sensible aux salissures localisées qu'une cellule unique (comme des déjections d'oiseaux, par exemple. Voir Image 196). Quand le capteur est une cellule unique, l'irradiance mesurée est plus basse que l'irradiance réelle. Par contre, si cette irradiance est mesurée par un module PV (constitué de plusieurs cellules en séries), la valeur mesurée, qui est en lien avec la valeur Isc, sera plus proche de la réalité. L'Image 197 montre la courbe I-V d'un module PV propre (à droite), d'un module avec un salissement homogène (au centre) et d'un module avec une salissure localisée (à gauche, avec une déjection d'oiseau). Comme on peut le constater, comparé au cas du module propre, la valeur Isc est légèrement plus basse pour le module avec salissement homogène, cette valeur n'étant ensuite plus influencée par l'ajout d'une salissure localisée. Les modules PV représentent donc bien des capteurs d'irradiance moins sensibles à la salissure localisée que les cellules uniques.

Quoi qu'il en soit, les capteurs d'irradiance doivent toujours être bien propres et doivent être recalibrés périodiquement (tous les ans ou tous les 2 ans) si on veut être sûr de la qualité des mesures.

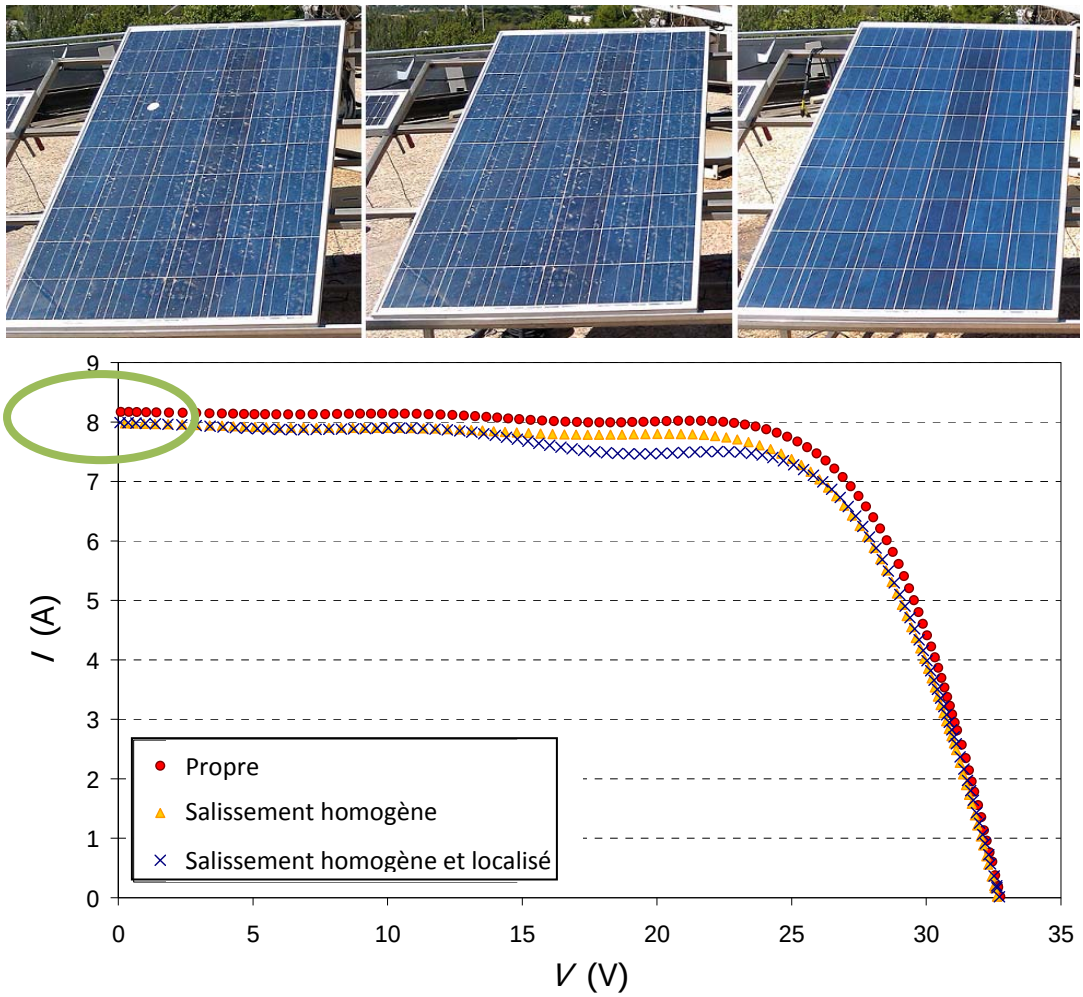

Image 197.

Capteurs d'irradiance et de température de cellule

Pour augmenter la précision, des modules complets, de technologie identique que celle des modules de production, pourraient être utilisés comme capteurs.

Les Images 198 et 199 montrent respectivement une installation fixe et un suiveur solaire sur lesquels deux modules ont été dédiés aux mesures d'irradiance et de température.

Dans le cas de l'installation fixe (Image 198), les modules de mesures ont été installés dans un espace vide au sein de la structure portante. Ceci permet d'éviter d'avoir des ombrages générés sur le reste de l'installation, et vice-versa pour assurer l'exactitude des mesures. Le module de gauche est court-circuité via une résistance shunt pour mesurer l'irradiance, alors que celui de droite a un circuit ouvert permettant de mesurer la température des cellules.

Dans le cas de l'installation avec des suiveurs solaires (Image 199), deux extensions ont été ajoutées sur la structure afin de conserver la même orientation et la même inclinaison que les autres modules situés sur les suiveurs.

Dans les deux cas, tous les câbles et la résistance shunt (une résistance calibrée de faible valeur) sont placés à l'intérieur d'une boîte comme celle montrée sur l'Image 200, disposant d'un degré de protection IP adapté à l'environnement.

Image 198.

Image 199.

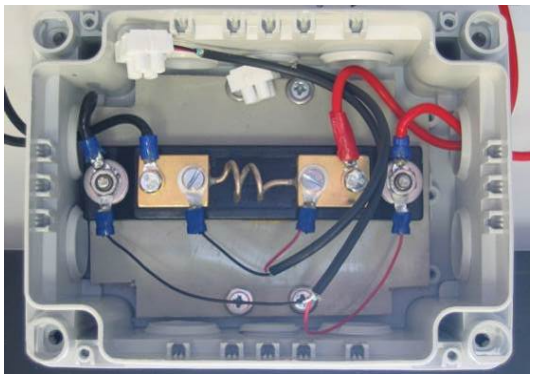

Image 200.

Capteurs d'irradiance et de température de cellule

Les capteurs d'irradiance et de température ne doivent jamais être ombragés.

L'endroit sélectionné dans l'ensemble de la structure portante pour y placer les modules de mesures doit être dans le même plan que le champ PV afin d'éviter les ombrages. Dans le cas contraire, si de l'ombrage est projeté sur un module de mesures, les valeurs mesurées seront très certainement faussées, comme cela est le cas pour l'Image 201, où les deux modules de gauche sont utilisés pour les prises de mesures. Le module supérieur a été court-circuité par une résistance shunt pour effectuer les mesures d'irradiance, tandis que le module inférieur a été laissé en circuit ouvert afin de mesurer la température des cellules. Le placement de ces modules est inapproprié car le module du bas subit l'ombrage d'une tour située juste à côté (parfois même de la gaine rouge en avant-plan). Cet élément n'a pas été pris en compte mais affecte malheureusement bien les prises de mesures (voir également les Images 4 à 6 –pratique C2, page 14– et l'Image 193 –pratique M1, page 107).

Image 201.

Capteurs d'irradiance et de température de cellule

Les modules PV utilisés en tant que capteurs doivent être fixés de la même manière que les modules du champ de production.

Les modules PV utilisés en tant que capteurs d'irradiance et de température doivent être correctement fixés à la structure portante, au même titre que tous les modules présents dans le champ. Dans le cas montré ci-dessous, la méthode de fixation est très mauvaise car des serre-joints ont été utilisés pour fixer le module de mesures au lieu d'un système adapté. La couche de verre du module s'est brisée à cause de la pression locale exercée par le serre-joint (Image 202). Des fixations standards n'exerçant pas de pression additionnelle doivent être utilisées pour éviter ce genre de problème, comme cela a été fait sur l'Image 203 (voir aussi Images 55 à 63 –pratiques S3 à S5, pages 35 à 37).

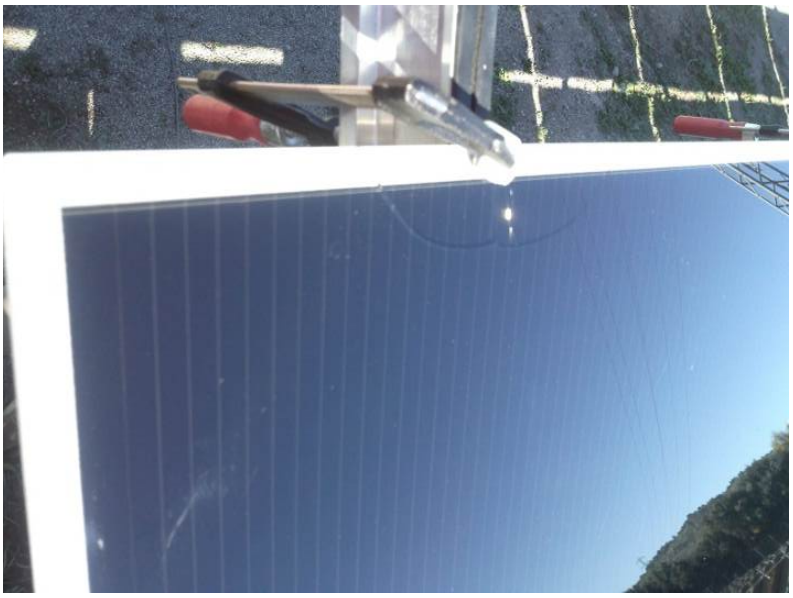

Image 202.

Image 203.

Capteurs d'irradiance et de température de cellule

Il est possible de n'utiliser qu'un seul module PV à la fois comme capteur d'irradiance et de température.

Une bonne option est de n'utiliser qu'un seul module PV modifié pour être à la fois capteur d'irradiance et capteur de température. En tirant avantage de manière appropriée des diodes bypass, une partie du panneau PV peut être court-circuitée via une résistance shunt afin de mesurer l'irradiance, tandis que l'autre partie du panneau reste en circuit ouvert afin de mesurer la température. Un schéma de principe est représenté sur l'Image 204 (les cercles y représentent des cellules).

L'Image 205 montre le cas d'un module de mesures qui a été installé au milieu d'un suiveur solaire. C'est une bonne pratique quand il est difficile d'incorporer une structure spécifique pour deux modules supplémentaires. Tous les câbles et la résistance shunt se trouvent à l'intérieur d'un boîtier disposant d'un indice IP adapté (Image 206).

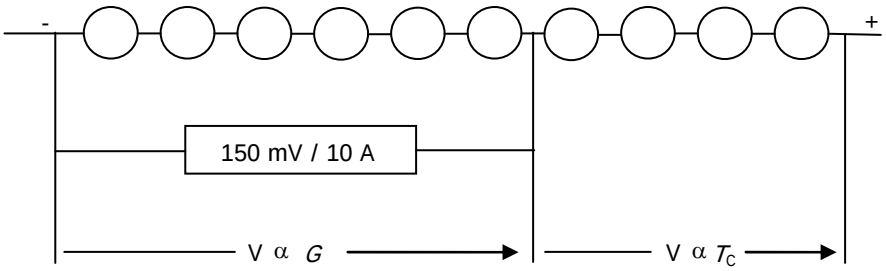

Image 204.

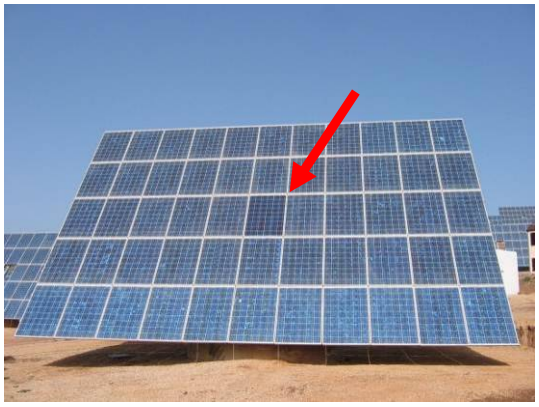

Image 205.

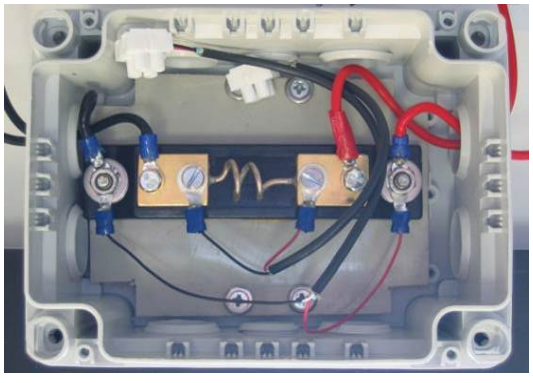

Image 206.

Capteurs d'irradiance et de température de cellule

Les modules PV utilisés en tant que capteurs doivent être strictement dans le même plan que les modules de production.

Les Images 207 et 208 montrent un module PV qui a été rajouté au suiveur solaire et qui est utilisé à la fois comme capteur d'irradiance et de température. On peut voir que le support additionnel ne permet pas au module de mesures d'être correctement placé dans le même plan que les modules de production. Son orientation est donc différente et par conséquent, l'irradiance mesurée est différente de l'irradiance réelle perçue par les modules de production. Il est très important de s'assurer que le capteur d'irradiance soit bien dans la même orientation et la même inclinaison que les autres modules PV. Ceci est indispensable pour obtenir des mesures correctes et exploitables.

Image 207.

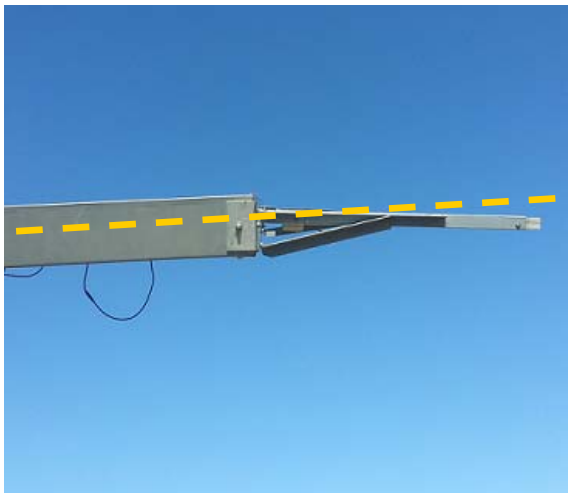

Image 208.

Capteurs d'irradiance et de température de cellule

Les composants électroniques nécessaires à l'utilisation d'un module PV comme capteur d'irradiance doivent être protégés de manière adéquate.

Lorsqu'un module PV doit être utilisé comme capteur d'irradiance, il doit être court-circuité. Le courant résultant doit par la suite être mesuré. La manière la plus simple pour le court-circuitage est d'utiliser une résistance shunt (une résistance calibrée de très faible valeur). Cette résistance doit être protégée des effets de l'environnement si on veut être certain qu'elle fonctionne bien (voir les images précédentes). L'Image 209 montre un cas pour lequel la résistance shunt et les câbles utilisés pour le court-circuitage du module ne sont pas à l'intérieur d'un boîtier disposant d'un indice IP correct (protection contre l'humidité et la poussière). De ce fait, les connexions et la résistance elle-même se détérioreront rapidement.

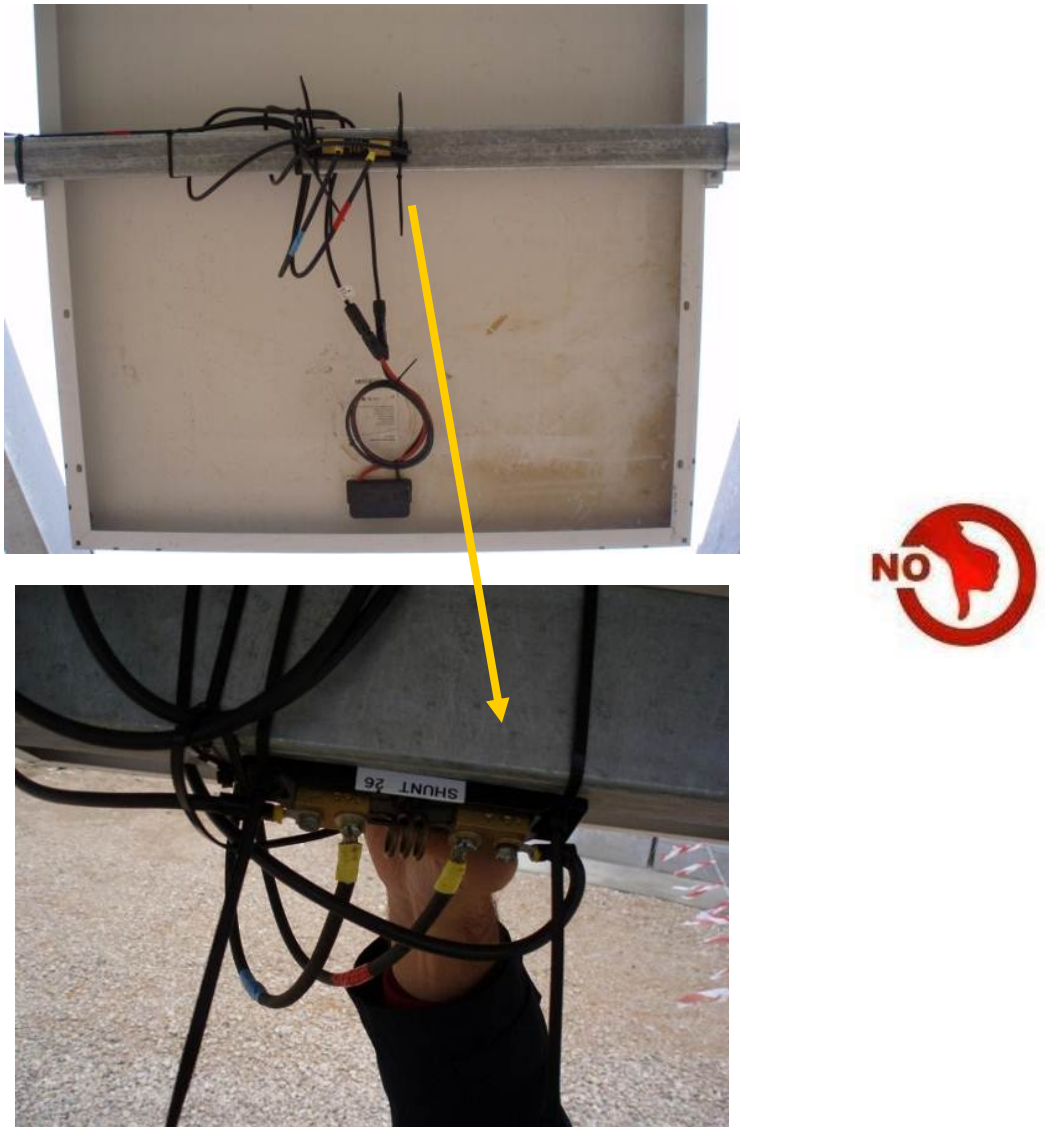

Image 209.

Capteurs de température de cellule

Les thermocouples qui mesurent la température du module PV doivent être bien installés et révisés périodiquement.

La température des cellules peut être mesurée à l'aide de sondes PT100, PT1000 ou des thermocouples. Si ces composants sont utilisés, ils doivent être correctement placés à l'arrière d'un module PV, à un endroit où aucune cellule ne présente de point chaud (hot spot) ou de surchauffe, ce qui est à vérifier à l'aide d'une thermographie. Une révision périodique est nécessaire. Par exemple, si le capteur se décolle légèrement, les températures mesurées peuvent être complètement erronées.

Image 210.

Mesure du vent - anémomètre

Les anémomètres ne doivent pas être installés directement au sommet des modules. Des seuils limites doivent être bien déterminés afin d'éviter des pertes de production (seuil bas) et des destructions de matériel (seuil haut).

L'anémomètre est un autre capteur important dans une installation PV, tout particulièrement pour les suiveurs solaires pouvant mettre les modules en position horizontale. Quand la vitesse de vent mesurée dépasse un certain seuil de sécurité, une alarme est déclenchée et les suiveurs se mettent automatiquement en position horizontale afin de se protéger des rafales. Il est très important d'établir un seuil bien approprié et ce, afin d'éviter des alarmes intempestives qui impacteront négativement la production finale d'énergie électrique.

Les anémomètres doivent être élevés par rapport au niveau du sol, mais lorsqu'ils sont installés au sommet d'un suiveur solaire, la vitesse de vent mesurée peut être supérieure à la vitesse réelle à cause de l'air chaud ascendant provenant de la surface des modules (Image 211). Ceci pourrait initier une alerte ''vitesse vent'' intempestive commandant aux suiveurs de se mettre en position horizontale, causant ainsi une perte inutile de production (Image 212). Une bonne alternative est d'installer les anémomètres sur des tours séparées (Image 213).

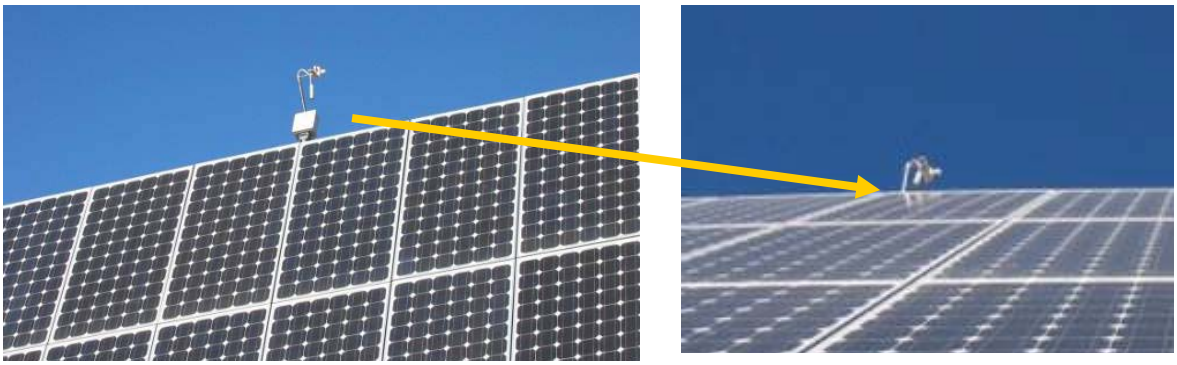

Image 211.

Image 212.

Image 213.

Mesure du vent - anémomètre

Les tours portant les anémomètres doivent être correctement ancrées dans le sol.

Dans la situation montrée sur l'Image 214, les ancrages et tendeurs stabilisant la tour sont très mal disposés. Pour éviter que la tour ne bascule, les trois points de fixation doivent être séparés par des angles de 120° (Image 215). Si ces angles ne sont que de 90°, comme sur l'Image 216, un point d'ancrage supplémentaire est nécessaire.

Image 214.

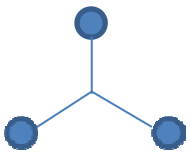

Image 215.

Image 216.

Station météo

Une station météo complète peut être fort utile pour estimer et suivre les valeurs de production d'énergie.

Une station météo complète (Image 217) disposant d'un pyranomètre ayant la même inclinaison que les modules PV (mesures de l'irradiance globale dans le plan des panneaux), d'un pyrhéliomètre (mesures de l'irradiance directe), d'un pyranomètre mis horizontalement (mesures de l'irradiance globale dans le plan horizontal) et d'un pyranomètre horizontal avec anneau d'ombrage (mesures de l'irradiance diffuse) peut s'avérer fort utile pour étudier en détail la production d'énergie escomptée d'un champ PV et, par la suite, la comparer à l'énergie effectivement produite (on irait alors plus loin que beaucoup d'études qui sont, pour la plupart d'entre elles, basées uniquement sur l'irradiation horizontale globale). Pour disposer d'une précision optimale, tous ces capteurs doivent être fréquemment entretenus, ceci incluant le nettoyage, la vérification du mécanisme suiveur du pyrhéliomètre et la vérification du bon mouvement de l'anneau d'ombrage. Il y a également lieu de vérifier le bon état des repères d'humidité et que le gel de silice est encore partout efficace (Images 218 et 219). Il est important de refaire périodiquement les calibrations afin d'éviter les erreurs de mesures.

Image 217.

Image 218.

Image 219.

Système de surveillance centralisé

Un système de surveillance centralisé doit être utilisé pour les centrales PV afin de détecter rapidement les problèmes et minimiser leur impact sur la production.

Le système de surveillance d'une centrale PV doit immédiatement prévenir l'opérateur d'un quelconque défaut afin de permettre une intervention rapide et ainsi limiter au mieux les pertes de production. Une bonne option est d'afficher toute l'information mesurée et suivie sur un écran, comme montré sur l'Image 220. Ce mode d'affichage permet, par un simple regard, de facilement visualiser l'état de l'ensemble de l'installation.

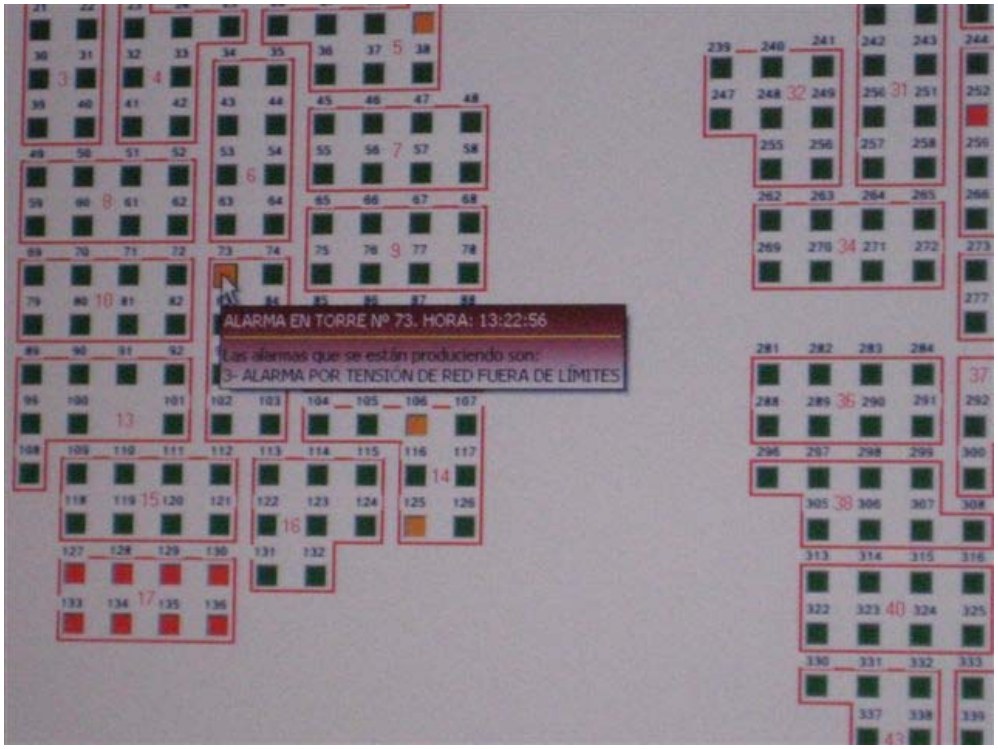

Image 220.

3.7. Divers.

Impact environnemental

Les centrales PV doivent limiter autant que possible leur impact environnemental.

Une installation PV doit être respectueuse de l'environnement où elle est située. De plus en plus, une bonne intégration de la centrale PV dans son environnement est demandée, voire exigée. Les Images 221 à 229 montrent des exemples de centrales PV qui ont été prévues afin de limiter au mieux leur impact environnemental.

Sur l'Image 221, un tracteur sème les graines d'une végétation typique de la région dans laquelle la centrale PV est située. Les premières pousses peuvent être vues sur l'Image 222.

Figura 221.

Figura 222.

Les Images 223 et 224 montrent comment un habitat naturel peut être préservé autour des installations. Les suiveurs solaires ont été installés de telle manière que les zones d'ombres ont bien été évitées.

Figura 223.

Figura 224.

Impact environnemental

Une attention particulière doit être apportée au fait d'intégrer correctement les centrales PV dans l'environnement direct et dans l'écosystème.

L'Image 225 montre des moutons qui broutent paisiblement sur le site d'une installation PV. La présence d'animaux de pâturage sur le site d'une installation PV est favorable car ces animaux mangent la petite végétation, évitant ainsi qu'elle atteigne le bas des modules et qu'elle crée de l'ombrage. En retour, le champ PV offre au troupeau une ombre appréciable durant les journées chaudes d'été. L'Image 226 montre un abreuvoir pour le bétail circulant dans les environs de l'installation PV. L'Image 227 montre un passage d'eau fermé par une grille ayant des mailles suffisamment larges pour permettre aux animaux de circuler. L'installation PV n'est donc pas une barrière aux mouvements de la faune.

Figura 225.

Figura 226.

Figura 227.

Sur l'Image 228, un ancien puits a été restauré. L'Image 229 montre un petit étang sur lequel des canards nagent sereinement, nullement inquiétés par la présence des suiveurs solaires[3].

Figura 228.

Figura 229.

Ces images sont de très bons exemples de la manière avec laquelle une installation PV peut être intégrée dans son environnement, sans gêner l'habitat naturel.

[3] Ces deux photos montrent un champ solaire composé de suiveurs à 1 axe azimutal. Elles ont été prises à la première heure du matin, avec un ciel totalement dégagé, ce qui explique la présence d'ombres projetées sur les panneaux. Quelques minutes après la prise de ces photos, les ombres avaient disparu.

4. Liens utiles.

www.pvcrops.eu

www.epia.org

www.pvgrid.eu

www.pvsunrise.eu

www.eupvplatform.org

www.iea-pvps.org

www.ises.org

www.eurobser-er.org

www.seia.org

www.setis.ec.europa.eu

www.solarweb.net

www.bdpr.fr